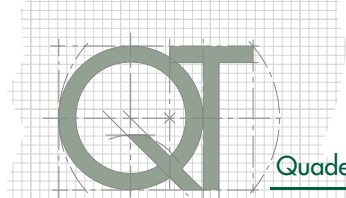


Quaderni di applicazione tecnica N.10

Impianti fotovoltaici



Impianti fotovoltaici

Indice

Introduzione 4

1 Generalità sugli impianti fotovoltaici 5

1.1 Principio di funzionamento..... 5

1.2 Energia del sole..... 5

1.3 Principali componenti di un impianto fotovoltaico..... 8

1.3.1 Generatore fotovoltaico..... 8

1.3.2 Inverter..... 11

1.4 Tipologia dei moduli fotovoltaici 12

1.4.1 Moduli in silicio cristallino..... 12

1.4.2 Moduli in film sottile..... 13

1.5 Tipologia degli impianti fotovoltaici..... 15

1.5.1 Impianti isolati (stand-alone)..... 15

1.5.2 Impianti collegati alla rete (grid-connected) . 16

1.6 Intermittenza della generazione ed accumulo dell'energia prodotta 17

2 Produzione energetica 18

2.1 Circuito equivalente della cella..... 18

2.2 Caratteristica tensione-corrente del modulo 18

2.3 Schema circuitale di connessione alla rete..... 19

2.4 Potenza nominale di picco 20

2.5 Produzione energetica annua attesa..... 20

2.6 Inclinazione ed orientamento dei moduli..... 22

2.7 Tensioni e correnti in un impianto PV..... 24

2.8 Variazione dell'energia prodotta..... 24

2.8.1 Irraggiamento 24

2.8.2 Temperatura dei moduli 25

2.8.3 Ombreggiamenti..... 25

3 Metodi di installazione e configurazioni 26

3.1 Integrazione architettonica..... 26

3.2 Configurazione del campo solare 27

3.2.1 Impianto mono-inverter 27

3.2.2 Impianto con un inverter per ogni stringa 27

3.2.3 Impianto multi-inverter 27

3.3 Scelta ed interfacciamento inverter 28

3.4 Scelta dei cavi 32

3.4.1 Tipi di cavi 32

3.4.2 Sezione e portata 32

4 Protezione dalle sovracorrenti e sovratensioni 34

4.1 Protezione dalle sovracorrenti lato c.c..... 34

4.1.1 Protezione dei cavi 34

4.1.2 Protezione delle stringhe contro la corrente inversa 35

4.1.3 Comportamento dell'inverter..... 35

4.1.4 Scelta dei dispositivi di protezione..... 35

4.2 Protezione dalle sovracorrenti lato c.a..... 36

4.3 Scelta dei dispositivi di manovra e sezionamento 36

4.4 La scelta degli SPD per la protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici: CEI 81-28 SPD 37

4.4.1 Impianti fotovoltaici sul tetto 38

4.4.2 Impianti fotovoltaici a terra..... 39

5 Messa a terra e protezione dai contatti indiretti 41

5.1 Messa a terra 41

5.2 Impianti con trasformatore..... 41

Segue

Impianti fotovoltaici

Indice

5.2.1	Masse a monte del trasformatore	41
5.2.1.1	Impianto con sistema IT	41
5.2.1.2	Impianto con sistema TN	41
5.2.2	Masse a valle del trasformatore	42
5.3	Impianti senza trasformatore	43
6	Soluzioni ABB per applicazioni fotovoltaiche	44
6.1	Interruttori scatolati ed aperti	44
6.1.1	Interruttori automatici scatolati per corrente alternata Tmax T	44
6.1.2	Nuova gamma interruttori automatici scatolati SACE Tmax XT	46
6.1.3	Interruttori automatici scatolati per impiego fino a 1150 V c.a.	47
6.1.4	Interruttori di manovra-sezionatori scatolati Tmax T e SACE Tmax XT	50
6.1.5	Interruttori automatici aperti per corrente alternata	51
6.1.6	Nuovi interruttori automatici aperti per corrente alternata	52
6.1.7	Interruttori automatici aperti per impiego fino a 1150 V c.a.	53
6.1.8	Nuovi interruttori automatici aperti per impiego fino a 1150 V c.a.	54
6.1.9	Interruttori di manovra-sezionatori aperti	55
6.1.10	Nuovi interruttori di manovra-sezionatori aperti	56
6.1.11	Interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1150 V c.a.	57
6.1.12	Nuovi interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1150 V c.a.	58
6.1.13	Interruttori automatici scatolati per corrente continua Tmax T	59
6.1.14	Interruttori automatici scatolati per corrente continua SACE Tmax XT	60
6.1.15	Interruttori automatici scatolati per impiego fino a 1000 V c.c.	60
6.1.16	Interruttori scatolati per corrente continua Tmax PV	61
6.1.17	Interruttori automatici aperti per corrente continua	62
6.1.18	Interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1000 V c.c.	66
6.1.19	Nuovi interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1000 V c.c.	67
6.2	Sganciatori differenziali tipo B	68
6.2.1	Sganciatori differenziali RC223 e RC B Type	68
6.2.2	Interruttori differenziali modulari	69
6.3	Contattori	70
6.4	Interruttori di manovra - sezionatori	70
6.5	Interruttori magnetotermici modulari	74
6.6	Scaricatori di sovratensione	75
6.7	Sezionatori fusibili	76
6.8	Fusibili cilindrici	76
6.9	Attuatore telefonico	77
6.10	Dispositivo di controllo isolamento	78
6.11	Relè di interfaccia	80
6.12	Accumulatori di energia ad ultra-condensatori	81
6.13	Contattori elettronici di energia	82
6.14	Inverter	84
6.15	Quadri	86
6.16	Centralini da parete	86
6.17	Scatole di derivazione	87

6.18 Pressacavi e dadi	87	B.8 Solare termodinamico.....	105
6.19 Morsetti componibili e ripartitori	87	B.9 Sistemi ibridi	107
6.20 Motori e convertitori di frequenza	88		
6.21 Sistemi di controllo e monitoraggio con soluzione plug&play	89	Appendice C – Esempi di dimensionamento impianto fotovoltaico	
6.22 Quadri di campo per il controllo di stringa e sistema monitoraggio per grandi impianti....	90	C.1 Premessa	108
6.23 Quadri di interfaccia precablati	91	C.2 Impianto fotovoltaico da 3kWp	108
6.24 Quadri di campo in c.c.	92	C.3 Impianto fotovoltaico da 60kWp	111
6.25 Quadri di campo CPI in c.c.	94		
6.26 Quadri di campo multiuscita in c.c.	96		

Appendice A – Nuove tecnologie

A.1 Tecnologie emergenti delle celle.....	97
A.2 Il fotovoltaico a concentrazione	98
A.3 Il fotovoltaico a moduli cilindrici.....	99
A.4 Il fotovoltaico galleggiante	99
A.5 Microinverter	100

Appendice B – Altre fonti di energie rinnovabili

B.1 Premessa.....	101
B.2 Energia eolica	101
B.3 Energia da biomasse	101
B.4 Energia geotermica.....	102
B.5 Energia da maree e moto ondoso	102
B.6 Il mini-idroelettrico	103
B.7 Solare termico.....	103

Introduzione

Nell'attuale contesto energetico ed ambientale globale è diventato rilevante e prioritario (anche a seguito del protocollo di Kyoto) l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra e di sostanze inquinanti, anche mediante lo sfruttamento di fonti energetiche alternative e rinnovabili, che affianchino e riducano l'utilizzo di combustibili fossili, i quali sono oltretutto destinati ad esaurirsi per il considerevole consumo da parte di diversi Paesi.

Il Sole è certamente una fonte di energia rinnovabile dalle grosse potenzialità, a cui si può attingere nel rispetto dell'ambiente. Basti pensare che istante per istante la superficie dell'emisfero terrestre esposto al Sole riceve una potenza maggiore di 50 mila TW; la quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è quindi enorme, circa diecimila volte superiore a tutta l'energia usata dall'umanità nel suo complesso.

Tra i diversi sistemi che utilizzano fonti di energie rinnovabili, il fotovoltaico è promettente per le qualità intrinseche del sistema stesso, poiché ha ridottissimi costi d'esercizio (il combustibile è gratuito) e limitate esigenze di manutenzione, è affidabile, silenzioso e relativamente semplice da installare. Inoltre il fotovoltaico, in alcune applicazioni isolate, è sicuramente conveniente in confronto ad altre fonti energetiche, specie in luoghi in cui sia difficoltoso ed antieconomico giungere con tradizionali linee elettriche.

Questo Quaderno Tecnico intende analizzare le problematiche ed i concetti di base che si incontrano nella

realizzazione di un impianto fotovoltaico; partendo da una descrizione generale sulle modalità di sfruttamento dell'energia solare mediante impianti fotovoltaici, vengono principalmente descritti i metodi di protezione da sovracorrenti, sovratensioni e dai contatti indiretti, al fine di condurre alla scelta appropriata dei dispositivi di manovra e protezione dei diversi componenti dell'impianto.

La nuova edizione del Quaderno Tecnico è suddivisa in due parti: nella prima parte più generale (comprendente i primi cinque capitoli) vengono descritti il principio di funzionamento degli impianti fotovoltaici, la loro tipologia, i principali componenti, i metodi di installazione, le diverse configurazioni ed i sistemi di protezione. Viene inoltre analizzata la produzione energetica di un impianto e come essa possa variare in funzione di determinate grandezze. Nella seconda parte (comprendente il capitolo sei) vengono fornite le soluzioni che ABB mette a disposizione per applicazioni fotovoltaiche.

A compendio del Quaderno Tecnico sono inoltre presenti tre appendici nelle quali si fornisce:

- una descrizione delle nuove tecnologie negli impianti fotovoltaici;
- una descrizione delle altre fonti di energia rinnovabile;
- un esempio di dimensionamento di un impianto fotovoltaico da 3kWp relativo ad una villetta monofamiliare ed un esempio di impianto da 60kWp per un'azienda artigianale manifatturiera.



1 Generalità sugli impianti fotovoltaici

1.1 Principio di funzionamento

Un impianto fotovoltaico trasforma direttamente ed istantaneamente l'energia solare in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile. La tecnologia fotovoltaica sfrutta infatti l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente "drogati" generano elettricità se esposti alla radiazione solare.

I principali vantaggi degli impianti fotovoltaici possono riassumersi in:

- generazione distribuita nel luogo dove serve;
- assenza di emissione di sostanze inquinanti;
- risparmio di combustibili fossili;
- affidabilità degli impianti poiché non vi sono parti in movimento (vita utile di norma superiore ai 20 anni);
- ridotti costi di esercizio e manutenzione;
- modularità del sistema (per incrementare la potenza dell'impianto è sufficiente aumentare il numero di moduli) secondo le reali esigenze dell'utente.

Tuttavia, il costo iniziale per la realizzazione di un impianto fotovoltaico è ancora piuttosto elevato a causa di un mercato che non ha ancora raggiunto la piena maturità tecnica ed economica. Inoltre la produzione è discontinua a causa della variabilità della fonte energetica solare.

La produzione elettrica annua di un impianto fotovoltaico dipende da diversi fattori tra cui:

- radiazione solare incidente sul sito di installazione;
- inclinazione ed orientamento dei moduli;
- presenza o meno di ombreggiamenti;
- prestazioni tecniche dei componenti dell'impianto (principalmente moduli ed inverter).

Le principali applicazioni degli impianti fotovoltaici sono:

1. impianti (con sistemi di accumulo) per utenze isolate dalla rete (stand alone);
2. impianti per utenze collegate alla rete di bassa tensione (grid connected);
3. centrali di produzione di energia elettrica fotovoltaico, generalmente collegate alla rete in media tensione.

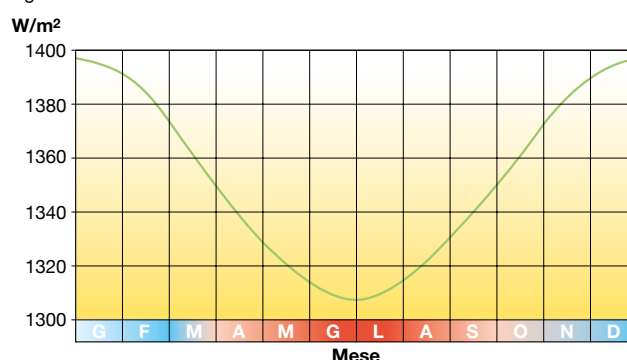
Gli incentivi in "conto energia" sono concessi solo per le applicazioni di tipo 2 e 3, in impianti con potenza nominale non inferiore ad 1 kW.

Un impianto fotovoltaico è essenzialmente costituito da un generatore (moduli fotovoltaici), da una struttura di sostegno per installare i moduli sul terreno, su un edificio o una qualsiasi struttura edilizia, da un sistema di controllo e condizionamento della potenza, da un eventuale accumulatore di energia, da quadri elettrici contenenti le apparecchiature di manovra-protezione e dai cavi di collegamento.

1.2 Energia dal Sole

Nel nucleo del Sole avvengono incessantemente reazioni di fusione termonucleare a milioni di gradi che liberano enormi quantità di energia sotto forma di radiazioni elettromagnetiche. Parte di questa energia raggiunge l'esterno dell'atmosfera terrestre con un irraggiamento medio (costante solare) di circa $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$ che varia in funzione della distanza Terra-Sole (figura 1.1)¹ e dell'attività solare (macchie solari).

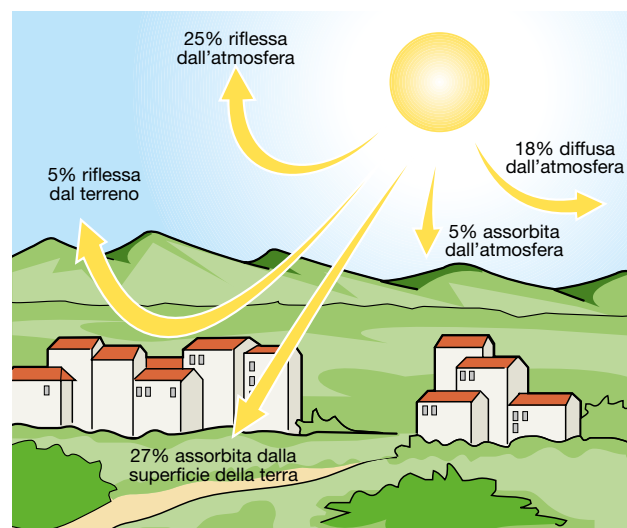
Figura 1.1 - Radiazione extra-atmosferica



Per **irraggiamento solare** si intende l'intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria [kW/m^2]. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro della radiazione solare.

Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare si attenua, poiché in parte viene riflessa ed assorbita (soprattutto dal vapore d'acqua e dagli altri gas atmosferici). La radiazione che prosegue viene parzialmente diffusa dall'aria e dalle particelle solide in sospensione nell'aria (figura 1.2).

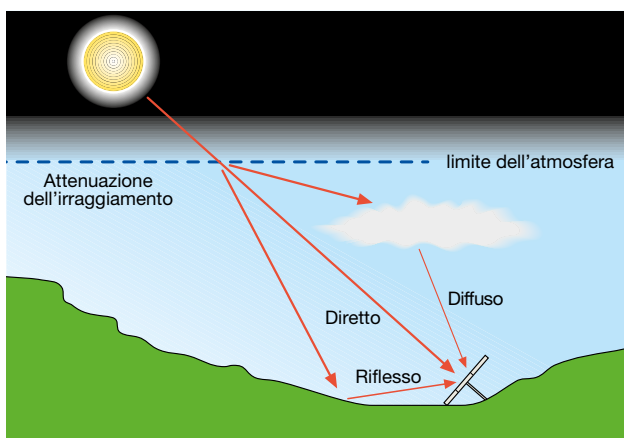
Figura 1.2 - Flusso di energia fra il sole, l'atmosfera e la superficie terrestre



¹ A causa dell'orbita ellittica, la Terra si trova alla minima distanza dal Sole (perielio) a dicembre-gennaio ed alla massima distanza (afelio) nei mesi di giugno-luglio.

Per **radiazione solare** s'intende l'integrale dell'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato [kWh/m²]. La radiazione che giunge su una superficie orizzontale è pertanto composta da una **radiazione diretta**, associata all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una **radiazione diffusa** che arriva sulla superficie dal cielo in ogni direzione e da una **radiazione riflessa** dal terreno e dall'ambiente circostante una data superficie (figura 1.3). D'inverno e con il cielo coperto la componente diffusa è molto maggiore di quella diretta.

Figura 1.3 - Componenti della radiazione solare



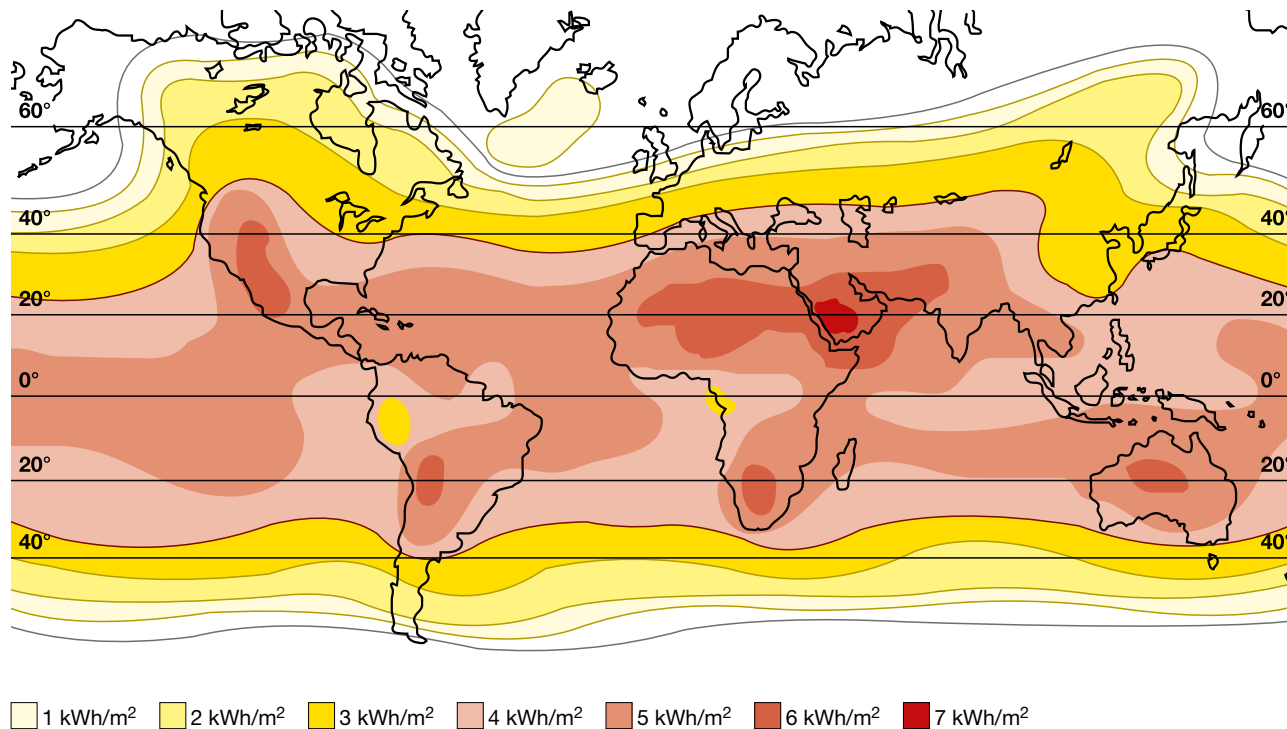
La radiazione riflessa dipende dalla capacità di una superficie di riflettere la radiazione solare e viene misurata tramite il coefficiente di albedo calcolato per ciascun materiale (figura 1.4).

Figura 1.4 - Radiazione riflessa

Tipo di superficie	albedo
Strade sterrate	0,04
Superfici acquose	0,07
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Asfalto invecchiato	0,10
Tetti o terrazzi in bitume	0,13
Suolo (creta, marne)	0,14
Erba secca	0,20
Pietrisco	0,20
Calcestruzzo invecchiato	0,22
Bosco in autunno/campi	0,26
Erba verde	0,26
Superfici scure di edifici	0,27
Foglie morte	0,30
Superfici chiare di edifici	0,60
Neve	0,75

Nella figura 1.5 è rappresentato l'atlante solare mondiale della radiazione media solare sul piano inclinato 30° Sud [kWh/m²/giorno].

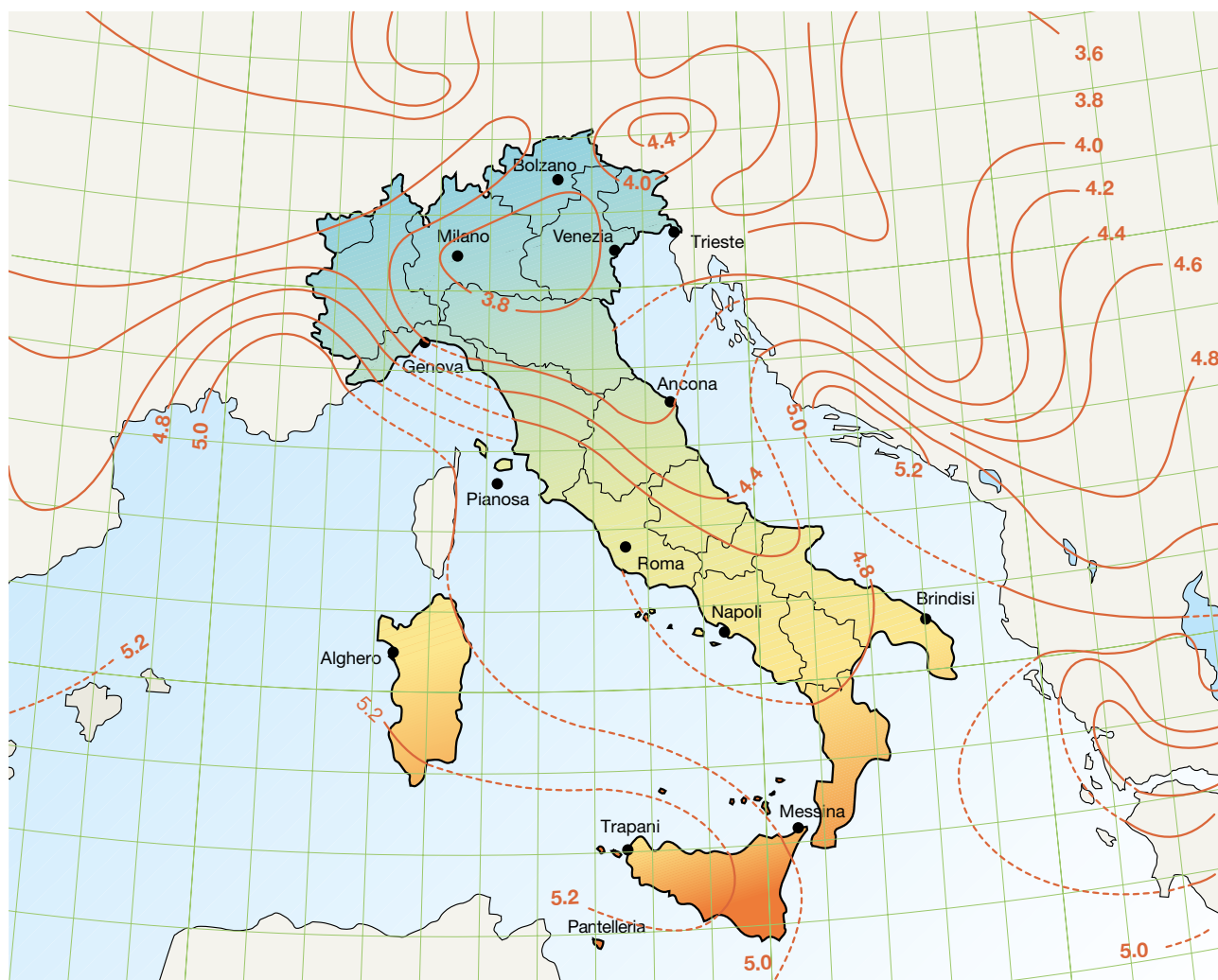
Figura 1.5 - Atlante solare



In Italia la radiazione media annuale varia dai 3.6 kWh/m²/giorno della Pianura Padana ai 4.7 kWh/m²/giorno del centro sud e ai 5.4 kWh/m²/giorno della Sicilia (figura 1.6). In località favorevoli del Sud e delle Isole è possibile pertanto raccogliere annualmente circa 2000 kWh/m²

(5.4 · 365), l'equivalente energetico di 1.5 barili di petrolio per metro quadrato, mentre il resto dell'Italia si trova fra i 1750 kWh/m² della fascia tirrenica e 1300 kWh/m² della zona padana.

Figura 1.6 - Irradiazione globale giornaliera in kWh/m²



1.3 Principali componenti di un impianto fotovoltaico

1.3.1 Generatore fotovoltaico

Il componente elementare del generatore è la cella fotovoltaica in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica.

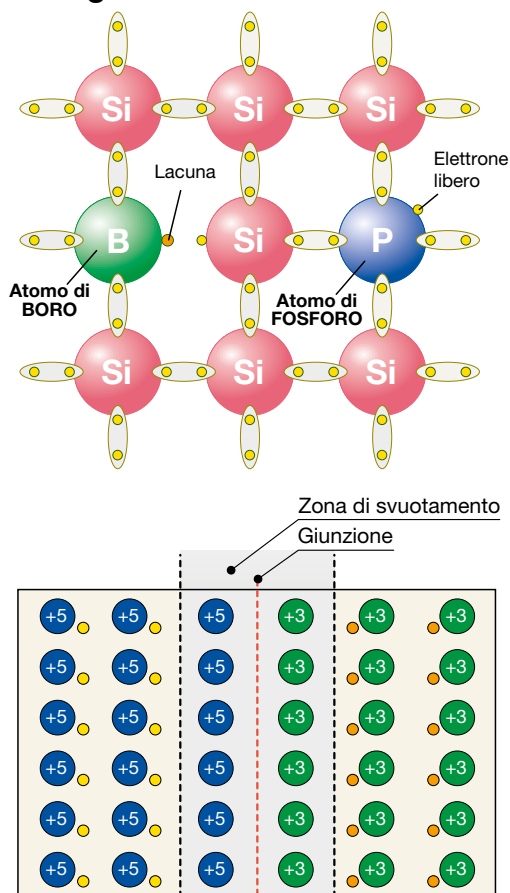
La cella è costituita da una sottile fetta di materiale semiconduttore, generalmente silicio opportunamente trattato, dello spessore di circa 0.3 mm e con una superficie compresa tra i 100 e i 225 cm².

Il silicio, che ha quattro elettroni di valenza (tetravalente), viene “drogato” mediante l’inserimento su una “faccia” di atomi trivalenti (es. boro – drogaggio P) e sull’altra faccia con piccole quantità di atomi pentavalenti (es. fosforo – drogaggio N).

La regione tipo P ha un eccesso di lacune, mentre la regione tipo N ha un eccesso di elettroni (figura 1.7).

Figura 1.7 - La cella fotovoltaica

Silicio drogato



Nella zona di contatto tra i due strati a diverso drogaggio (giunzione P-N), gli elettroni tendono a diffondersi dalla regione ad alta densità di elettroni (N) alla regione a bassa densità di elettroni (P) creando pertanto un accumulo di carica negativa nella regione P. Un fenomeno duale avviene per le lacune, con un accumulo di carica positiva nella regione N.

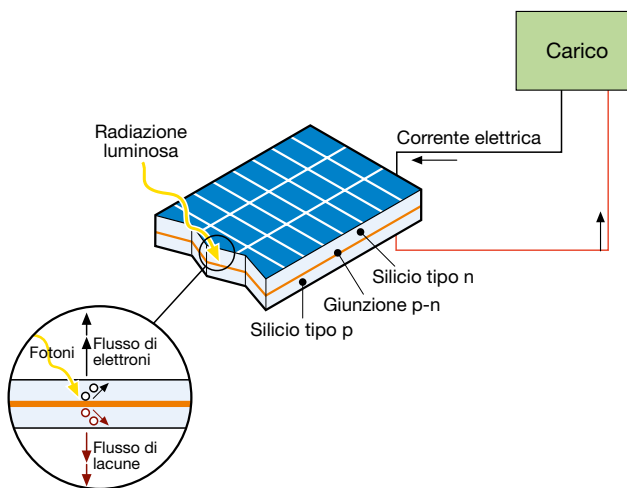
Si viene quindi a creare un campo elettrico interno alla giunzione che si oppone all’ulteriore diffusione di cariche elettriche. Se si applica una tensione dall’esterno, la giunzione permette il passaggio di corrente in un solo senso (funzionamento da diodo).

Quando la cella è esposta alla luce, per effetto fotovoltaico², vengono a crearsi delle coppie elettrone-lacuna sia nella zona N che nella zona P.

Il campo elettrico interno permette di dividere gli elettroni in eccesso (ottenuti dall’assorbimento dei fotoni da parte del materiale) dalle lacune, e li spinge in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri.

Gli elettroni, una volta oltrepassata la zona di svuotamento non possono quindi più tornare indietro, perché il campo impedisce loro di invertire il “senso di marcia”. Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale la corrente fluisce dallo strato P, a potenziale maggiore, verso lo strato N, a potenziale minore fintanto che la cella resta illuminata. (figura 1.8)

Figura 1.8 - Funzionamento cella fotovoltaica



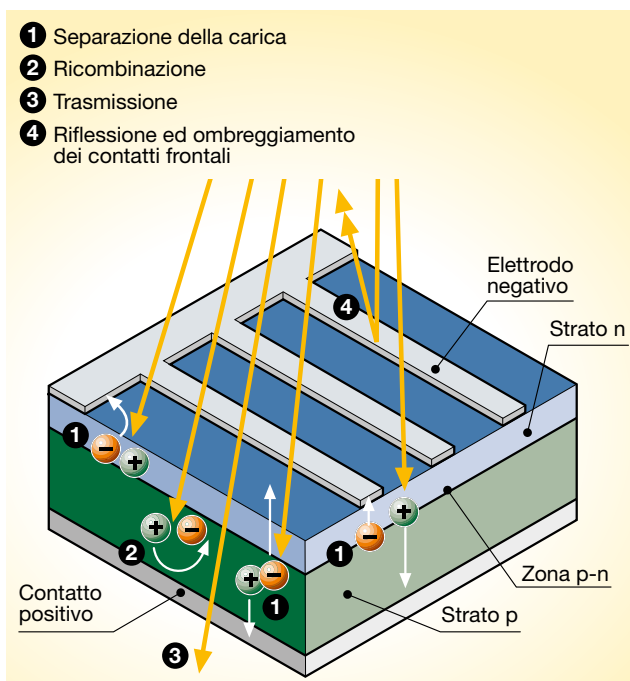
² L’effetto fotovoltaico si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (generalmente semiconduttore) passa nella banda di conduzione a causa dell’assorbimento di un fotone (quanto di radiazione elettromagnetica) sufficientemente energetico incidente sul materiale. Nei materiali semiconduttori infatti, come per i materiali isolanti, gli elettroni di valenza non sono liberi di muoversi, ma nei semiconduttori rispetto agli isolanti è piccola la differenza energetica tra la banda di valenza e quella di conduzione (tipica dei materiali conduttori), sicché gli elettroni possono facilmente passare nella banda di conduzione qualora ricevano energia sufficiente dall’esterno. Tale energia può essere fornita dalla radiazione luminosa, da cui l’effetto fotovoltaico.

La zona di silicio che contribuisce a fornire la corrente è quella circostante la giunzione P-N; nelle zone distanti si formano le cariche elettriche, ma manca il campo elettrico che le mette in movimento e di conseguenza si ricombinano.

Quindi è importante che la cella fotovoltaica abbia una grande superficie: maggiore è la superficie, maggiore è la corrente generata.

Nella figura 1.9 vi è una rappresentazione dell'effetto fotovoltaico ed il bilancio energetico descrivente l'ingente percentuale di energia solare incidente che non viene convertita in energia elettrica.

Figura 1.9 - Effetto fotovoltaico



100% dell'energia solare incidente

- 3% perdite di riflessione ed ombreggiamento dei contatti frontali
 - 23% fotoni con lunghezza d'onda elevata, con insufficiente energia per liberare elettroni. Si ha generazione di calore
 - 32% fotoni con lunghezza d'onda corta, con energia in eccesso (trasmissione)
 - 8.5% ricombinazioni dei portatori di carica libera
 - 20% gradiente elettrico nella cella, specialmente nella regione di transizione
 - 0.5% resistenza in serie, rappresentativa delle perdite elettriche di conduzione
- = 13% energia elettrica utilizzabile**

Nelle condizioni di funzionamento standard (irraggiamento di 1kW/m² alla temperatura di 25°C) una cella fotovoltaica fornisce una corrente di circa 3A con una tensione di 0.5V ed una potenza di picco pari a 1.5-1.7 Wp.

In commercio si trovano i moduli fotovoltaici che sono costituiti da un insieme di celle. I più diffusi racchiudono 36 celle disposte su 4 file parallele collegate in serie con una superficie che varia da 0.5 a 1m².

Più moduli collegati tra loro meccanicamente ed elettricamente formano un pannello, ossia una struttura comune ancorabile al suolo o ad un edificio (figura 1.10).

Figura 1.10



Più pannelli collegati elettricamente in serie costituiscono una stringa e più stringhe, collegate elettricamente in parallelo per fornire la potenza richiesta, costituiscono il generatore o campo fotovoltaico (figure 1.11-1.12).

Figura 1.11

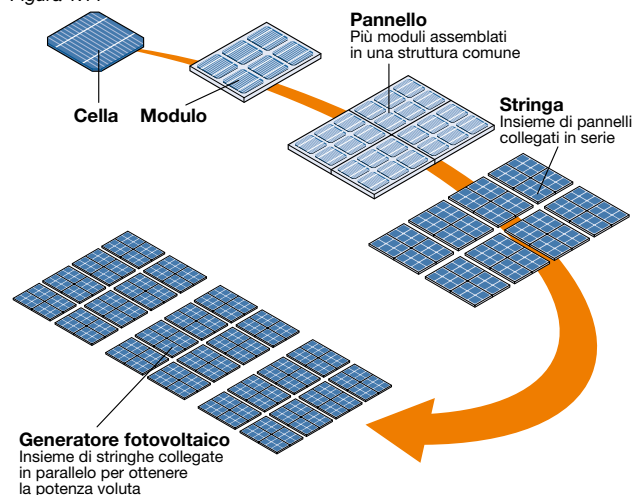


Figura 1.12



Nei moduli, le celle fotovoltaiche non sono tutte identiche a causa delle inevitabili difformità di fabbricazione, pertanto due blocchi di celle collegate tra loro in parallelo possono non avere la stessa tensione. Si viene a creare conseguentemente una corrente di circolazione dal blocco di celle a tensione maggiore verso quello a tensione minore. Quindi una parte della potenza prodotta dal modulo viene persa all'interno del modulo stesso (perdite di mismatch).

La disuguaglianza tra le celle può essere determinata anche da un diverso irraggiamento solare, ad esempio una parte di celle sono ombreggiate, oppure dal loro deterioramento.

Tali celle si comportano come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle. Il diodo è sottoposto alla tensione delle altre celle, la quale può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento locale e danni al modulo.

Pertanto i moduli sono dotati di diodi di by-pass che limitano tale fenomeno, cortocircuitando la parte del modulo ombreggiata o danneggiata. Anche tra le stringhe del campo fotovoltaico si può creare il fenomeno di mismatch, a seguito della disuguaglianza dei moduli, diverso irraggiamento delle stringhe, ombreggiamenti e guasti di una stringa.

Per evitare la circolazione di corrente inversa tra le stringhe si possono inserire diodi.

Le celle che costituiscono il modulo sono incapsulate con un sistema di assemblaggio che:

- isola elettricamente le celle verso l'esterno;
- protegge le celle dagli agenti atmosferici e dalle sollecitazioni meccaniche;
- resiste ai raggi ultravioletti, alle basse temperature, agli sbalzi di temperatura e all'abrasione;
- smaltisce facilmente il calore, per evitare che l'aumento di temperatura riduca la potenza fornita dal modulo.

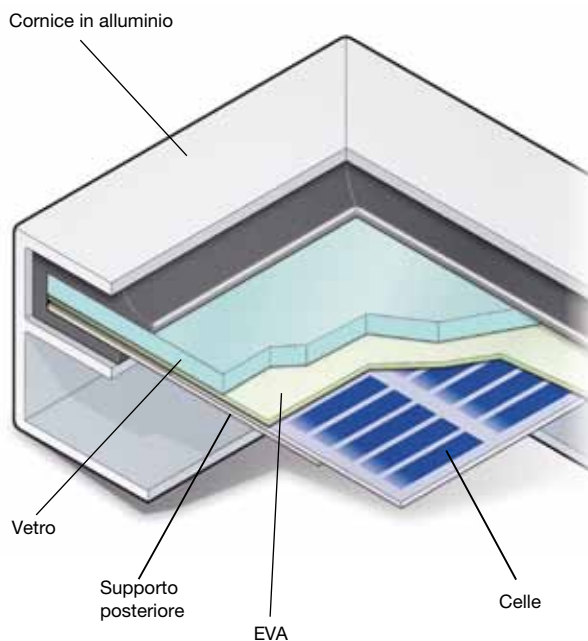
Tali proprietà devono permanere per la vita attesa del modulo.

La figura 1.13 mostra la sezione di un modulo standard in silicio cristallino, composto da:

- una lamina di protezione sul lato superiore esposto alla luce, caratterizzata da elevata trasparenza (il materiale più utilizzato è il vetro temprato);

- un materiale di incapsulamento per evitare il contatto diretto vetro-cella, eliminare gli interstizi dovuti alle imperfezioni superficiali delle celle ed isolare elettricamente la cella dal resto del modulo; nei processi che utilizzano la fase di laminazione si impiega spesso il VinilAcetato di Etilene (EVA);
- un substrato di supporto posteriore (vetro, metallo, plastica);
- una cornice metallica (telaio), usualmente in alluminio.

Figura 1.13



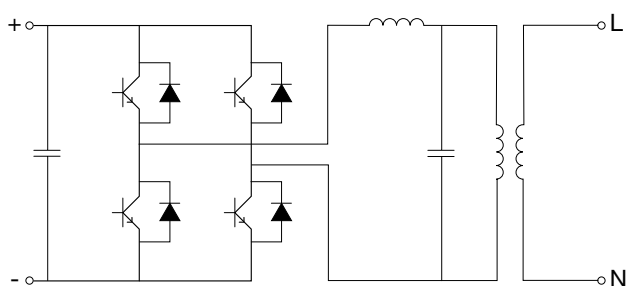
Nei moduli in silicio cristallino, per il collegamento delle celle, si utilizzano contatti metallici saldati successivamente alla realizzazione delle celle; nei moduli a film sottile il collegamento elettrico anteriore rientra nel processo di produzione della cella ed è garantito da uno strato di ossidi metallici trasparenti, come l'ossido di zinco o l'ossido di stagno.

1.3.2 Inverter

Il sistema di condizionamento e controllo della potenza è costituito da un inverter che trasforma la corrente continua in alternata controllando la qualità della potenza in uscita per l'immissione in rete anche attraverso un filtro L-C interno all'inverter stesso.

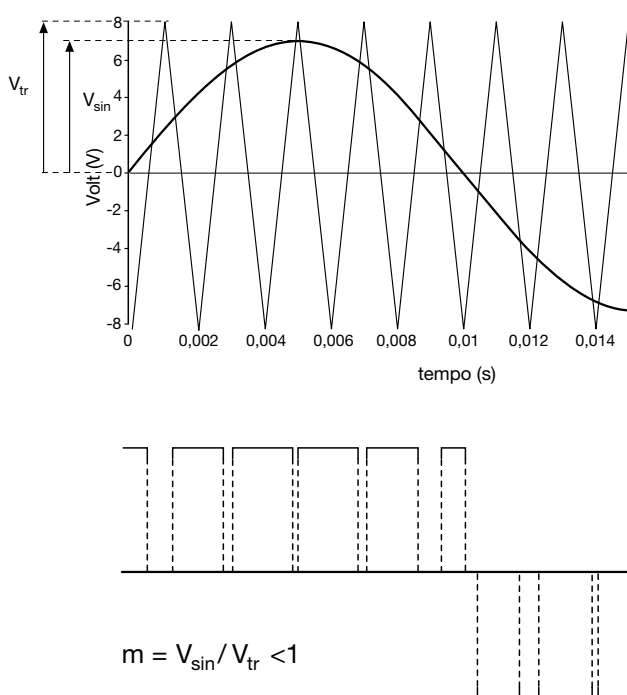
La figura 1.14 mostra lo schema di principio di un inverter. I transistor, utilizzati come interruttori statici, sono pilotati da un segnale di apertura-chiusura che nella forma più semplice fornirebbe un'onda quadra in uscita.

Figura 1.14 – Schema di principio di un inverter monofase



Per avvicinarsi il più possibile ad un'onda sinusoidale si utilizza la tecnica più sofisticata a modulazione della larghezza d'impulso (PWM: Pulse Width Modulation) che consente di ottenere una regolazione sia sulla frequenza che sul valore efficace della forma d'onda in uscita (figura 1.15).

Figura 1.15 – Principio di funzionamento della tecnica PWM



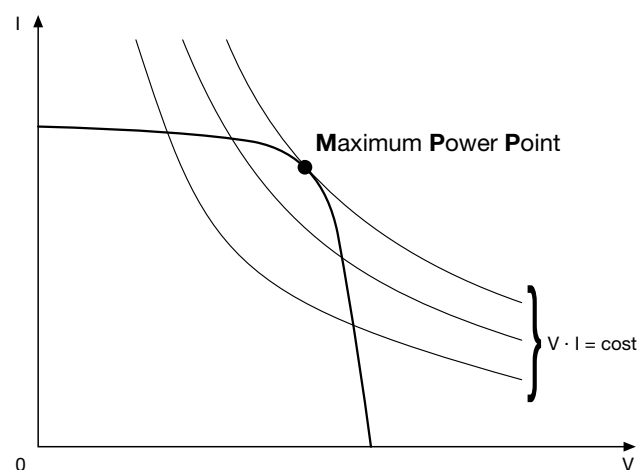
La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto in cui esso si trova ad operare.

Per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto si deve adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza.

A tal fine viene utilizzato nell'inverter un chopper controllato denominato inseguitore del punto di massima potenza (MPPT: Maximum Power Point Tracking) che individua istante per istante la coppia di valori tensione-corrente del generatore per la quale la potenza fornita è massima.

Partendo dalla curva I-V del generatore fotovoltaico:

Punto di massima potenza (MPP) per un generatore fotovoltaico



Il punto di massimo trasferimento di potenza corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica I-V per un dato valore di radiazione solare e l'iperbole di equazione $V \cdot I = \text{cost}$.

I dispositivi MPPT commercialmente utilizzati individuano il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore provocando ad intervalli regolari delle piccole variazioni di carico che determinano scostamenti dei valori di tensione e di corrente, valutando se il nuovo prodotto I-V è maggiore o minore del precedente. Se si presenta un aumento si continuano a variare le condizioni di carico nella direzione considerata.

Nel caso contrario si modificano le condizioni nel verso opposto.

Per effetto delle caratteristiche delle performance richieste, gli inverter per impianti in isola e per impianti collegati alla rete di distribuzione devono avere caratteristiche differenti:

- negli impianti funzionanti in isola, gli inverter devono essere in grado di fornire una tensione lato c.a. il più possibile costante al variare della produzione del generatore e della richiesta del carico;
- negli impianti connessi alla rete, gli inverter devono riprodurre, il più fedelmente possibile, la tensione di rete, cercando nel contempo di ottimizzare e massimizzare la produzione energetica dei moduli fotovoltaici.

1.4 Tipologia dei moduli fotovoltaici

1.4.1 Moduli in silicio cristallino

I moduli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati e si suddividono in tre categorie:

- *monocristallino* (figura 1.16), omogeneo a cristallo singolo, sono prodotti da cristallo di silicio di elevata purezza. Il lingotto di silicio monocristallino è di forma cilindrica del diametro di 13-20 cm e 200 cm di lunghezza, ottenuto per accrescimento di un cristallo filiforme in lenta rotazione. Successivamente, tale cilindro viene opportunamente suddiviso in wafer dello spessore di 200-250 μm e la superficie superiore viene trattata producendo dei microsolchi aventi lo scopo di minimizzare la perdita per riflessione.

Il vantaggio principale di queste celle è l'efficienza (16-16,5%, mentre 20-22% per i moduli ad alte prestazioni), cui si associa una durata elevata ed il mantenimento delle caratteristiche nel tempo³.

Il prezzo di tali moduli è intorno a 0.70 €/W ed i moduli realizzati con tale tecnologia sono caratterizzati usualmente da un'omogenea colorazione blu scuro⁴.

- *policristallino* (figura 1.17), in cui i cristalli che compongono le celle si aggregano tra loro con forma ed orientamenti diversi.

Figura 1.16 – Modulo in silicio monocristallino



Le iridescenze tipiche delle celle in silicio policristallino sono infatti dovute al diverso orientamento dei cristalli ed il conseguente diverso comportamento nei confronti della luce. Il lingotto di silicio policristallino è ottenuto mediante un processo di fusione e colato in un contenitore a forma di parallelepipedo.

I wafer che si ottengono presentano forma squadrata e caratteristiche striature con spessore di 180-300 μm . L'efficienza è inferiore al monocristallino (15-16%, mentre 18-20% per i moduli ad alte prestazioni), ma anche il prezzo 0.67 €/W.

La durata è comunque elevata (paragonabile al monocristallino) ed anche il mantenimento della prestazioni nel tempo (85% del rendimento iniziale dopo 20 anni). Le celle con tale tecnologia sono riconoscibili dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini.

- *quasi-monocristallino*, che presenta una struttura intermedia tra il mono e il policristallino.

Il metodo per ottenere i lingotti è simile a quello di produzione del policristallino, in particolare, sul fondo del crogiuolo viene posto un cristallo di silicio monocristallino che funge da "nucleo di condensazione" da cui si formeranno cristalli di grandi dimensioni. Il raffreddamento del lingotto deve essere lento in modo da permettere che i cristalli crescano senza frammentarsi e deve avvenire nella direzione che va dal nucleo di silicio verso l'alto.

Figura 1.17 – Modulo in silicio policristallino



³ Alcuni costruttori garantiscono il modulo per 20 anni con una perdita di efficienza massima del 10% rispetto al valore nominale.

⁴ Il colore blu scuro è dovuto al rivestimento antiriflettente di ossido di titanio, atto a favorire la captazione della radiazione solare.

Il mercato è oggi dominato dalla tecnologia al silicio cristallino, che rappresenta circa il 90% del mercato. Tale tecnologia è matura sia in termini di rendimento ottenibile che di costi di produzione e si ritiene che continuerà a dominare il mercato nel breve-medio periodo.

Sono solo previsti miglioramenti contenuti in termini di efficienza ed una possibile riduzione dei costi legata all'introduzione nei processi industriali di wafer più grandi e sottili e all'economia di scala.

In particolare, con la tecnica selective emitter si può incrementare l'efficienza fino allo 0.8% mediante un aumento della concentrazione dell'elemento drogante (fosforo) nella zona sottostante ai contatti metallici allo scopo di diminuire la resistenza in tale area, senza tuttavia aumentare le dimensioni del contatto metallico. Tale tecnica permette quindi di ridurre la resistenza dei contatti sopra la cella senza diminuire la superficie di captazione della radiazione solare e pertanto senza peggiorarne la resa ottica.

Inoltre l'industria fotovoltaica basata su tale tecnologia utilizza il surplus di silicio destinato all'industria elettronica ma, a causa del costante sviluppo di quest'ultima e della crescita esponenziale della produzione fotovoltaica negli ultimi anni, diviene spesso difficoltosa la reperibilità di materia prima sul mercato destinata al mercato fotovoltaico.

1.4.2 Moduli in film sottile

Le celle a film sottile sono composte da materiale semiconduttore depositato, generalmente come miscela di gas, su supporti come vetro, polimeri, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela.

Lo strato del film semiconduttore è di pochi micron, rispetto alla celle a silicio cristallino che hanno uno spessore di centinaia di micron.

Pertanto il risparmio di materiale è notevole e la possibilità di avere un supporto flessibile amplifica il campo di

applicazione delle celle a film sottile (figura 1.18).

I materiali principalmente utilizzati sono:

- silicio amorfo (a-Si)
- tellururo di cadmio (CdTe)
- leghe a base di diseleniuro di indio e rame (CIS, CIGS, CIGSS)
- arseniuro di gallio (GaAs)

Il *silicio amorfo* depositato in film su un supporto (es. alluminio) rappresenta l'opportunità di avere il fotovoltaico a costi ridotti rispetto al silicio cristallino, ma le celle hanno rese che tendono decisamente a peggiorare nel tempo. Il silicio amorfo può anche essere "spruzzato" su un sottile foglio in materiale plastico o flessibile.

È utilizzato soprattutto quando serve ridurre al massimo il peso del modulo ed adattarsi alle superfici curve. L'efficienza è piuttosto bassa (7-8%, mentre 10-11% per i moduli ad alte prestazioni) a causa delle molteplici resistenze che gli elettroni devono superare nel loro flusso, ma anche il costo unitario (0.52-0.56 €/W) è inferiore ai moduli in silicio cristallino. Anche in tal caso le celle tendono a peggiorare le proprie prestazioni nel tempo. Un'interessante applicazione di tale tecnologia è quella tandem (celle in silicio micromorfo), che combina uno strato di silicio amorfo con uno o più strati di silicio cristallino in multigiunzione; grazie alla separazione dello spettro solare, ogni giunzione posizionata in sequenza lavora in maniera ottimale e garantisce livelli superiori in termini sia di efficienza che di garanzia di durata. Le efficienze raggiunte sono interessanti: circa 11.6% in laboratorio e 9% per applicazioni commerciali.

Nella produzione su larga scala dei moduli in *tellururo di cadmio* si presenta il problema ambientale del composto CdTe contenuto nella cella, il quale, non essendo solubile

Figura 1.18 – Modulo a film sottile

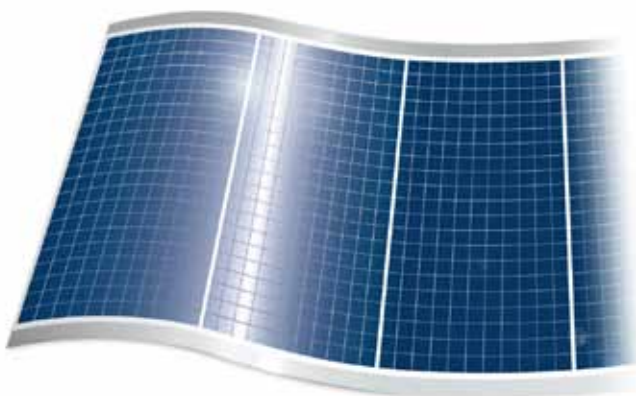
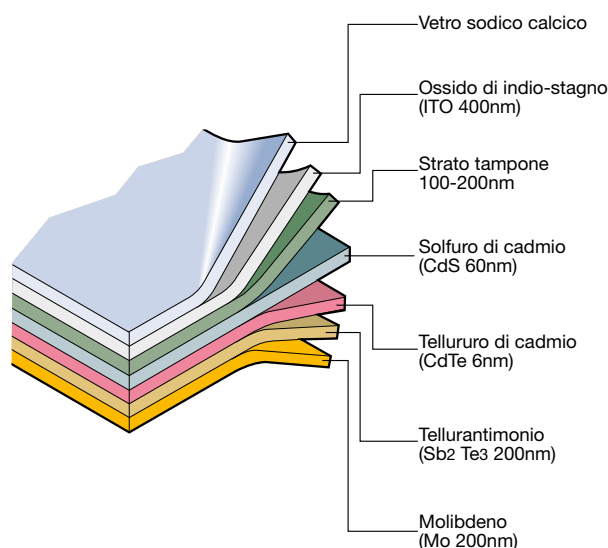


Figura 1.19 – Struttura della cella a film sottile basata su CdTe-CdS



in acqua e più stabile di altri composti contenenti cadmio, può diventare un problema se non correttamente riciclato o utilizzato (figura 1.19). Le celle CdTeS hanno un'efficienza maggiore rispetto a quelle in silicio amorfo (12.4-13.4%, mentre 12.7-14.2% per i moduli ad alte prestazioni) ed anche un costo unitario leggermente superiore (0.58-0.60 €/W).

Nei moduli CIS/CIGS/CIGSS sono di tecnologia ancora in fase di studio e sviluppo., in sostituzione del silicio, vengono impiegate speciali leghe quali:

- rame, indio e selenite (CIS);
- rame, indio, gallio e selenite (CIGS);
- rame, indio, gallio, selenite e zolfo (CIGSS).

L'efficienza è del 14.1-14.6% (15% per i moduli ad alte prestazioni) e le prestazioni rimangono stabili nel tempo; come per il silicio cristallino si prevede una riduzione del costo unitario che per ora è di circa 0.65 €/W.

La tecnologia GaAs è attualmente la più interessante dal punto di vista dell'efficienza ottenuta, superiore al 25-30%, ma la produzione di tali celle è limitata dagli elevati costi e dalla scarsità del materiale, utilizzato in prevalenza nell'industria dei "semiconduttori ad alta velocità di commutazione" e dell'optoelettronica. Infatti la tecnologia GaAs viene utilizzata principalmente per applicazioni spaziali, dove sono importanti pesi e dimensioni ridotte.

La quota di mercato delle tecnologie a film sottile è molto contenuta, ma tali tecnologie vengono considerate come la soluzione con le maggiori potenzialità nel medio-lungo termine, anche per una significativa riduzione dei prezzi⁵. Depositando il film sottile direttamente su larga scala, fino a oltre 5 m², si evitano gli sfridi di lavorazione tipici dell'operazione di taglio dei wafer di silicio cristallino dal lingotto di partenza.

⁵ Secondo alcuni studi di settore entro il 2020, la quota di mercato di film sottile potrebbe raggiungere il 30-40%.

Le tecniche di deposizione sono a basso consumo di energia e quindi il relativo tempo di payback è breve, ossia quanto tempo deve operare un impianto fotovoltaico per produrre l'energia impiegata per fabbricarlo (circa 1 anno per i film sottili in silicio amorfo, contro i 2 del silicio cristallino).

Rispetto ai moduli in silicio cristallino, i moduli a film sottile hanno una minore dipendenza dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento ed una migliore risposta anche quando la componente di luce diffusa è più marcata e quando sono bassi i livelli di irraggiamento, specie nelle giornate nuvolose.

Tabella 1.1

	Silicio monocristallino	Silicio policristallino	Silicio amorfo
η Cella	16% - 17%	14% - 16%	7% - 8%
Vantaggi	Alto η η stabile Tecnologia affidabile	Costo inferiore, fabbricazione più semplice, ingombro ottimale	Costo minore, ridotta influenza della temperatura, resa energetica superiore con radiazione diffusa
Svantaggi	Maggiore quantità di energia necessaria per la fabbricazione	Sensibilità alle impurità nella fabbricazione	Maggiori dimensioni, costo struttura e tempo di montaggio

Tabella 1.2

	GaAs Arseniuro di Gallio	Tellurio di Cadmio	CIS Diseleniuro di Indio e Rame
η Cella	32.5%	12.4% - 13.4%	13.6 - 14.6%
Vantaggi	Alta resistenza alle alte temperature (ok per i concentratori)	Basso costo	Molto stabile
Svantaggi	Tossicità, disponibilità dei materiali	Tossicità, disponibilità dei materiali	Tossicità

1.5 Tipologia degli impianti fotovoltaici

1.5.1 Impianti isolati (stand-alone)

Sono impianti non collegati alla rete elettrica e sono costituiti da moduli fotovoltaici e da un sistema di accumulo che garantisce l'erogazione di energia elettrica anche nei momenti di scarsa illuminazione o nelle ore di buio. Essendo la corrente erogata dal generatore fotovoltaico di tipo continuo, se l'impianto utilizzatore necessita di corrente alternata è necessaria l'interposizione dell'inverter.

Tali impianti risultano tecnicamente ed economicamente vantaggiosi qualora la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile, sostituendo spesso i gruppi elettrogeni.

Inoltre, in una configurazione stand-alone, il campo fotovoltaico è sovra-dimensionato al fine di consentire, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico, sia la ricarica delle batterie di accumulo, con un certo margine di sicurezza per tener conto delle giornate di scarsa insolazione.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare (figure 1.20):

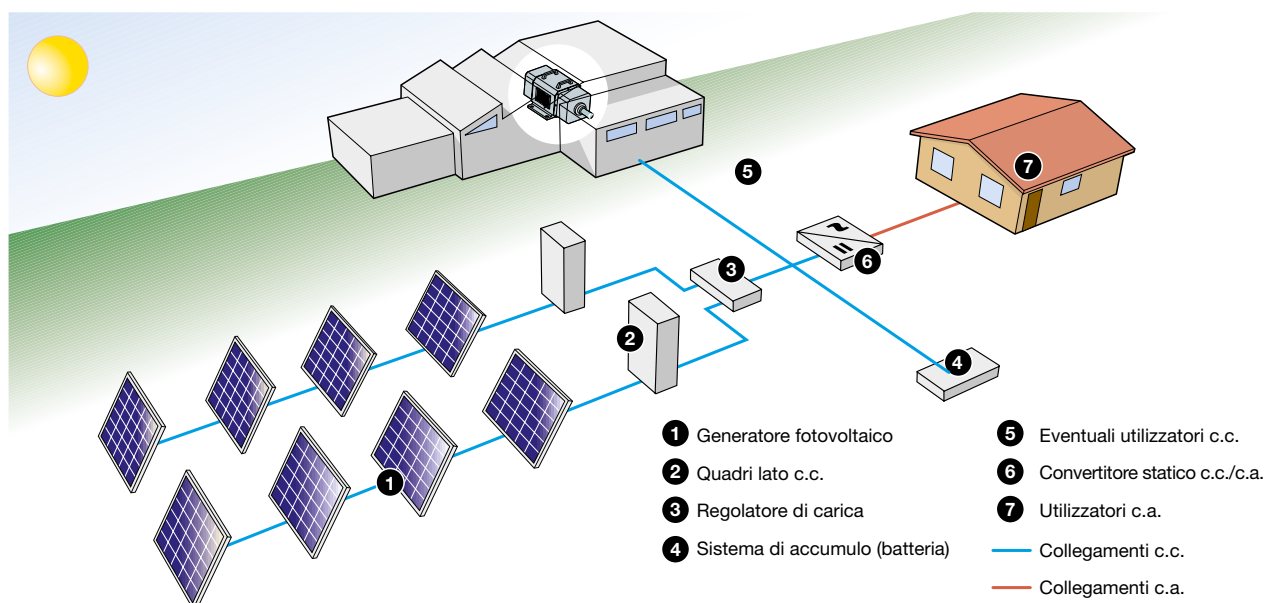
- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici o sismici);
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- alimentazione dei servizi nei camper;
- impianti pubblicitari;
- rifugi in alta quota.

Figure 1.20 - Pensiline fotovoltaiche e lampioni alimentati con energia fotovoltaica



Nella figura 1.21 è rappresentato lo schema di principio di un impianto fotovoltaico funzionante in isola.

Figura 1.21



1.5.2 Impianti collegati alla rete (grid-connected)

Gli impianti collegati permanentemente alla rete elettrica assorbono energia da essa nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a soddisfare il bisogno dell'impianto utilizzatore. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno dell'impianto utilizzatore, il surplus viene immesso in rete: sistemi connessi alla rete non necessitano pertanto di batterie di accumulatori (figure 1.22).

Figure 1.22



Figure 1.24

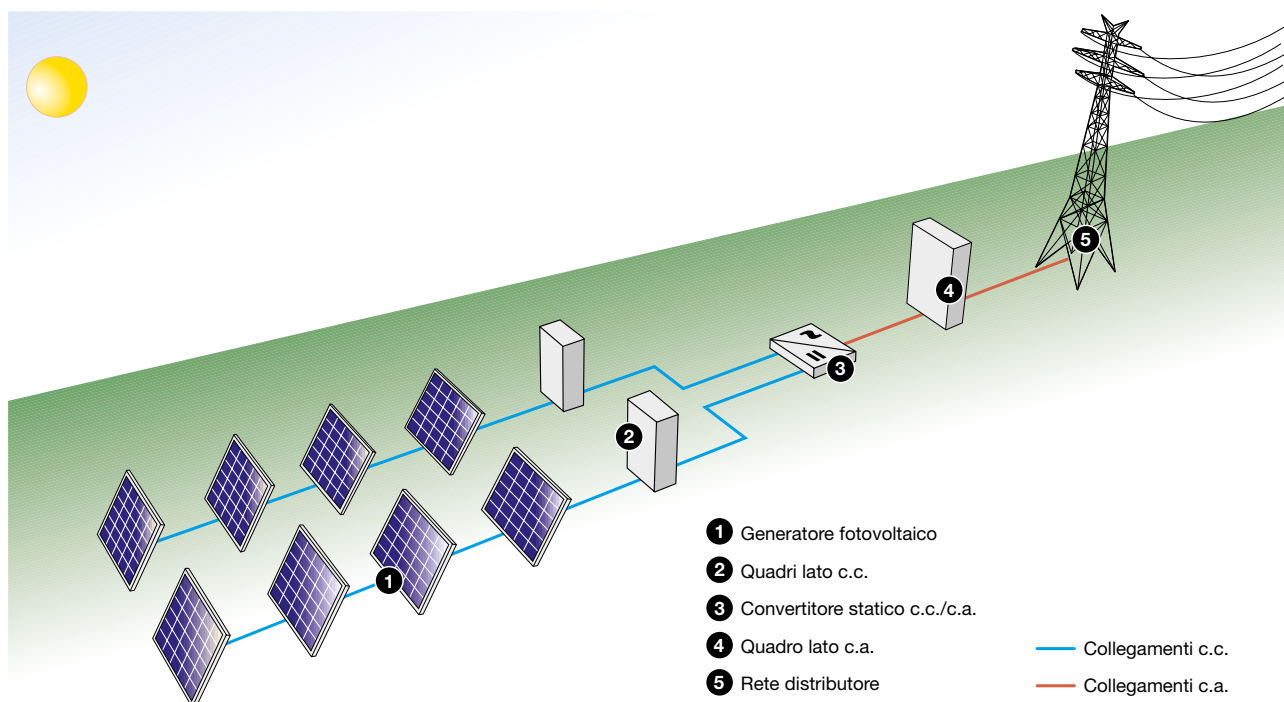
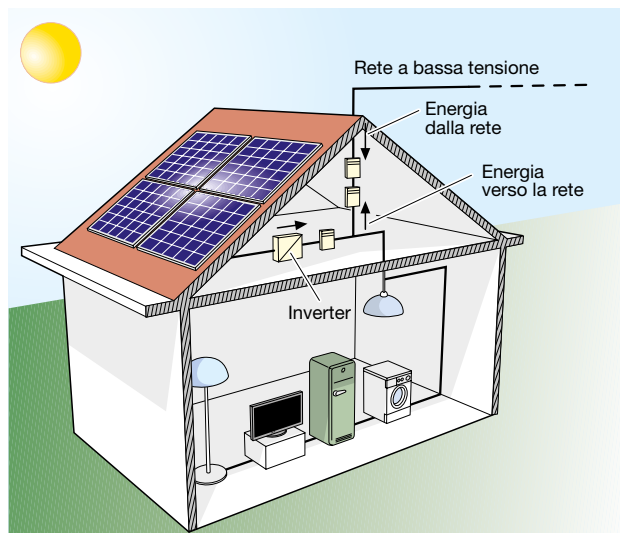


Figure 1.23



Tali impianti (figura 1.23) offrono il vantaggio della generazione distribuita, anziché centralizzata, difatti l'energia prodotta nei pressi dell'utilizzazione ha un valore maggiore di quella fornita dalle grosse centrali tradizionali, perché si limitano le perdite di trasmissione e si riducono gli oneri economici dei grossi sistemi elettrici di trasporto e dispacciamento. Inoltre la produzione di energia nelle ore di sole consente di ridurre la domanda alla rete durante il giorno, proprio quando si verifica la maggiore richiesta.

Nella figura 1.24 è rappresentato lo schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete.

1.6 Intermittenza della generazione ed accumulo dell'energia prodotta

Per lo sfruttamento su larga scala del fotovoltaico esiste il limite tecnico dovuto alla intermittenza aleatoria della produzione.

Infatti, la rete elettrica nazionale può accettare una quantità limitata di potenza immessa intermittente, superata la quale possono insorgere seri problemi di stabilità della rete stessa. Il limite di accettazione dipende dalla configurazione della rete e dal grado di interconnessione con le reti confinanti.

In particolare, nella situazione italiana, si considera pericoloso superare con la potenza intermittente immessa totale un valore compreso tra il 10% ed il 20% della potenza complessiva degli impianti di generazione tradizionali.

Di conseguenza, la presenza del vincolo dovuto all'intermittenza della generazione limita la possibilità pratica di portare un contributo fotovoltaico significativo nel bilancio energetico nazionale e tale considerazione è estendibile a tutte le fonti rinnovabili intermittenti.

Per ovviare a tale aspetto negativo occorrerebbe accumulare per tempi sufficientemente lunghi l'energia elettrica prodotta intermittente al fine di immetterla in rete in forma più continua e stabile nel tempo.

L'energia elettrica può essere accumulata in grandi bobine superconduttrici o convertendola in altre forme di energia: energia cinetica accumulata in volani o gas compressi, energia gravitazionale nei bacini d'acqua, energia chimica nei combustibili di sintesi ed elettrochimica negli accumulatori elettrici (batterie).

Selezionando tecnicamente queste opzioni a fronte delle

esigenze di mantenere l'energia in modo efficiente per periodi di tempo dell'ordine dei giorni e/o mesi, emergono due sistemi di accumulo: quello nelle batterie e quello nell'idrogeno. Allo stato attuale delle due tecnologie, l'accumulo elettrochimico appare praticabile, nel breve-medio termine, per immagazzinare energia da qualche ora a qualche giorno.

Quindi, in relazione al fotovoltaico applicato a piccoli impianti connessi alla rete, l'inserimento di un sottosistema di accumulo in batterie di modeste dimensioni può migliorare la situazione degli inconvenienti dovuti all'intermittenza, consentendo di superare in parte il limite di accettazione della rete.

Per l'accumulo stagionale delle enormi quantità di energia richieste per sostituire eventualmente il petrolio in tutti i settori d'uso, l'idrogeno appare come la tecnologia più appropriata per il lungo periodo, consentendo di sfruttare il fatto che la produttività elettrica solare estiva è circa di un fattore 3 maggiore di quella invernale.

L'energia in eccesso accumulata d'estate potrebbe essere utilizzata per ottimizzare il fattore di capacità annuale delle centrali a fonti rinnovabili, portandolo dal valore attuale delle 1500-1600 ore equivalenti senza accumulo ad uno più vicino a quello medio delle centrali convenzionali (circa 6000 ore).

In tal caso la potenza da fonte rinnovabile potrebbe assumere il ruolo sostitutivo di quella termoelettrica, poiché il limite di accettazione della rete sarebbe rimosso.

2 Produzione energetica

2.1 Circuito equivalente della cella

Una cella fotovoltaica può essere considerata come un generatore di corrente e può essere rappresentata dal circuito equivalente della figura 2.1.

La corrente ai terminali d'uscita I è pari alla corrente generata per effetto fotovoltaico I_g dal generatore ideale di corrente, diminuita della corrente di diodo I_d e della corrente di dispersione I_l .

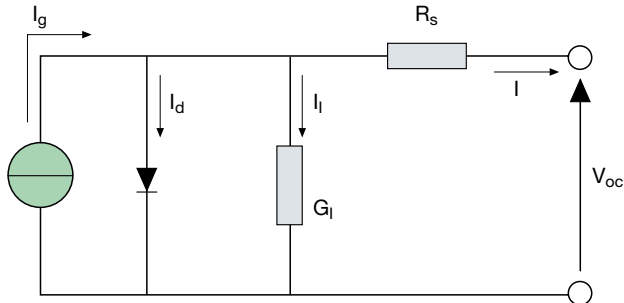
La resistenza serie R_s rappresenta la resistenza interna al flusso di corrente generata e dipende dallo spessore della giunzione P-N, dalle impurità presenti e dalle resistenze di contatto.

La conduttanza di dispersione G_l tiene conto della corrente verso terra nel normale funzionamento.

In una cella ideale si avrebbe $R_s=0$ e $G_l=0$. In una cella al silicio di alta qualità si hanno invece una $R_s=0.05 \div 0.10 \Omega$ ed una $G_l=3 \div 5 \text{ mS}$.

L'efficienza di conversione della cella fotovoltaica risente molto anche di una piccola variazione di R_s , mentre è molto meno influenzata da una variazione di G_l .

Figura 2.1



La tensione a vuoto V_{oc} si presenta quando il carico non assorbe corrente ($I=0$) ed è data dalla relazione:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l} \quad [2.1]$$

La corrente di diodo è fornita dalla classica espressione della corrente diretta:

$$I_d = I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad [2.2]$$

dove:

- I_D è la corrente di saturazione del diodo;
- Q è la carica dell'elettrone ($1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)
- A è il fattore di identità del diodo e dipende dai fattori di ricombinazione all'interno del diodo stesso (per il silicio cristallino è circa 2)
- k è la costante di Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \frac{\text{J}}{\text{K}}$)
- T è la temperatura assoluta in gradi K

La corrente erogata al carico è quindi data dall'espressione:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - G_l \cdot V_{oc} \quad [2.3]$$

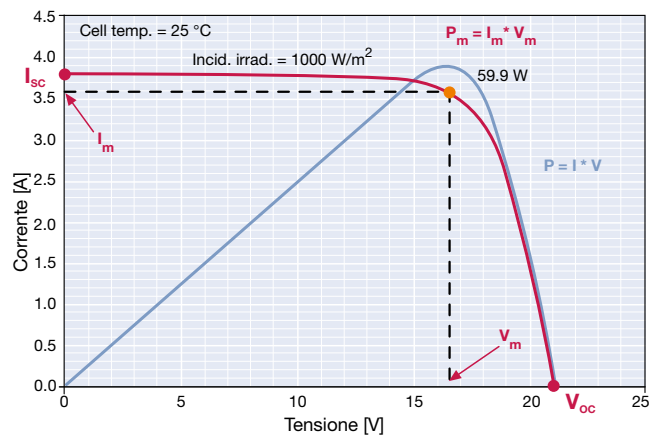
L'ultimo termine, la corrente di dispersione verso terra I_l , nelle usuali celle è trascurabile rispetto alle altre due correnti.

La corrente di saturazione del diodo può pertanto essere determinata sperimentalmente applicando la tensione a vuoto V_{oc} in una cella non illuminata e misurando la corrente fluente all'interno della cella.

2.2 Caratteristica tensione-corrente del modulo

La caratteristica tensione-corrente di un modulo fotovoltaico è rappresentata in figura 2.2. In condizioni di corto circuito la corrente generata è massima (I_{sc}), mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione (V_{oc}). Nelle due condizioni precedenti la potenza elettrica prodotta dal modulo è nulla, mentre in tutte le altre condizioni, all'aumentare della tensione aumenta la potenza prodotta, raggiungendo dapprima il punto di massima potenza (P_m) e poi diminuendo repentinamente in prossimità della tensione a vuoto.

Figura 2.2

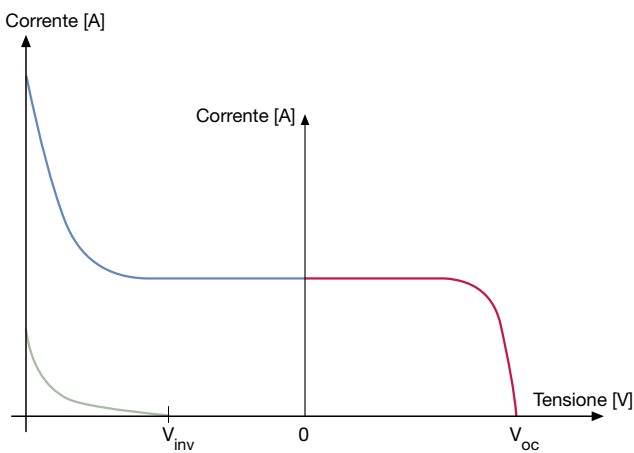


Pertanto i dati caratteristici di un modulo fotovoltaico si riassumono in:

- I_{sc} corrente di corto circuito;
- V_{oc} tensione a vuoto;
- P_m potenza massima prodotta in condizioni standard (STC);
- I_m corrente prodotta nel punto di massima potenza;
- V_m tensione nel punto di massima potenza;
- FF fattore di riempimento: è un parametro che determina la forma della curva caratteristica V-I ed è il rapporto tra la potenza massima ed il prodotto ($V_{oc} \cdot I_{sc}$) della tensione a vuoto per la corrente di corto circuito.

Se ad una cella fotovoltaica è applicata tensione dall'esterno in senso inverso rispetto a quello di normale funzionamento, la corrente prodotta rimane costante e la potenza è assorbita dalla cella. Oltre un certo valore di tensione inversa (tensione di "breakdown"), la giunzione P-N si perfora, come avviene in un diodo, e la corrente raggiunge un valore elevato danneggiando la cella. In assenza di luce, la corrente generata è nulla per tensione inversa fino alla tensione di "breakdown", poi si ha una corrente di scarica analogamente alle condizioni di illuminamento (figura 2.3 – quadrante sinistro).

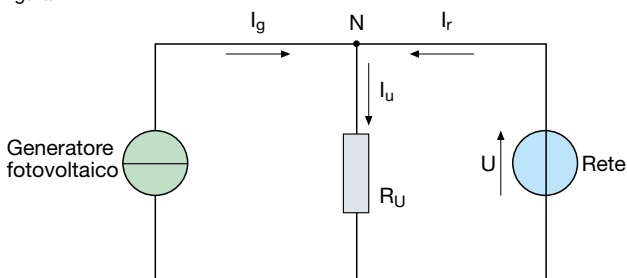
Figura 2.3



2.3 Schema circuitale di connessione alla rete

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete ed alimentante un impianto utilizzatore può essere rappresentato in modo semplificato attraverso lo schema di figura 2.4. La rete di alimentazione (supposta a potenza di corto circuito infinita) è schematizzata mediante un generatore ideale di tensione il cui valore è indipendente dalle condizioni di carico dell'impianto utilizzatore. Il generatore fotovoltaico è al contrario rappresentato da un generatore ideale di corrente (corrente costante a parità di irraggiamento solare), mentre l'impianto utilizzatore da una resistenza R_U .

Figura 2.4



Nel nodo N di figura 2.4 convergono le correnti I_g ed I_r , provenienti rispettivamente dal generatore fotovoltaico e dalla rete, ed esce la corrente I_u assorbita dall'impianto utilizzatore:

$$I_u = I_g + I_r \quad [2.4]$$

Poiché la corrente sul carico è anche il rapporto tra la tensione di rete U e la resistenza del carico stesso R_U :

$$I_u = \frac{U}{R_U} \quad [2.5]$$

la relazione sulle correnti diventa:

$$I_r = \frac{U}{R_U} - I_g \quad [2.6]$$

Se nella [2.6] si pone $I_g = 0$, come ad esempio si può verificare durante le ore notturne, la corrente che il carico assorbe dalla rete risulta:

$$I_r = \frac{U}{R_U} \quad [2.7]$$

Viceversa, se tutta la corrente generata dall'impianto fotovoltaico è assorbita dall'impianto utilizzatore, si annulla la corrente fornita dalla rete e pertanto la [2.6] diventa:

$$I_g = \frac{U}{R_U} \quad [2.8]$$

Se al crescere dell'irraggiamento solare la corrente generata I_g diventa superiore a quella richiesta dal carico I_u , la corrente I_r diventa negativa, ossia non è più prelevata bensì immessa in rete.

Moltiplicando i termini della [2.4] per la tensione di rete U si possono fare le considerazioni precedenti anche in termini di potenze, assumendo come:

- $P_u = U \cdot I_u = \frac{U^2}{R_U}$ la potenza assorbita dall'impianto utilizzatore;
- $P_g = U \cdot I_g$ la potenza generata dall'impianto fotovoltaico;
- $P_r = U \cdot I_r$ la potenza fornita dalla rete.

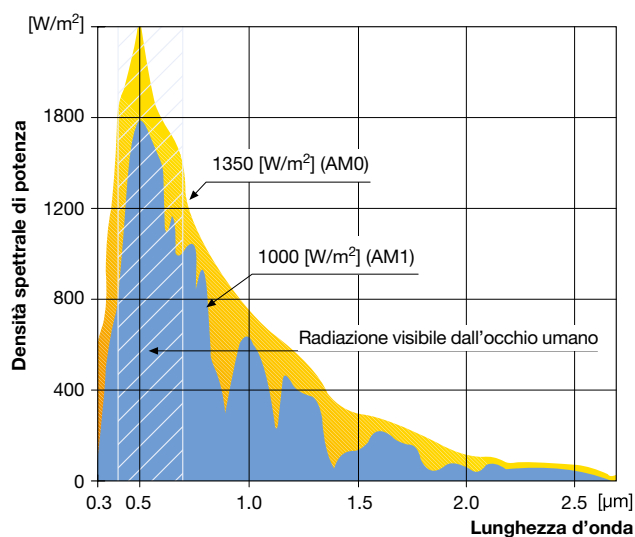
2.4 Potenza nominale di picco

La potenza nominale di picco (kWp) è la potenza elettrica che un impianto fotovoltaico è in grado di erogare in condizioni di prova standard (STC):

- 1 kW/m² di irraggiamento perpendicolarmente ai moduli;
- 25°C di temperatura delle celle;
- massa d'aria (AM) pari a 1.5.

La massa d'aria influenza la produzione energetica fotovoltaica in quanto è un indice dell'andamento della densità spettrale di potenza della radiazione solare. Difatti quest'ultima ha uno spettro con una caratteristica W/m²-lunghezza d'onda che varia anche in funzione della densità dell'aria. In figura 2.5 la superficie gialla rappresenta la radiazione perpendicolare alla superficie terrestre, assorbita dall'atmosfera mentre la superficie blu indica la radiazione solare che effettivamente raggiunge la superficie terrestre; la differenza dell'andamento delle due curve fornisce un'indicazione della variazione dello spettro dovuto alla massa d'aria¹.

Figura 2.5



L'indice di massa d'aria AM si determina nel modo seguente:

$$AM = \frac{P}{P_o \cdot \sin(h)} \quad [2.9]$$

dove:

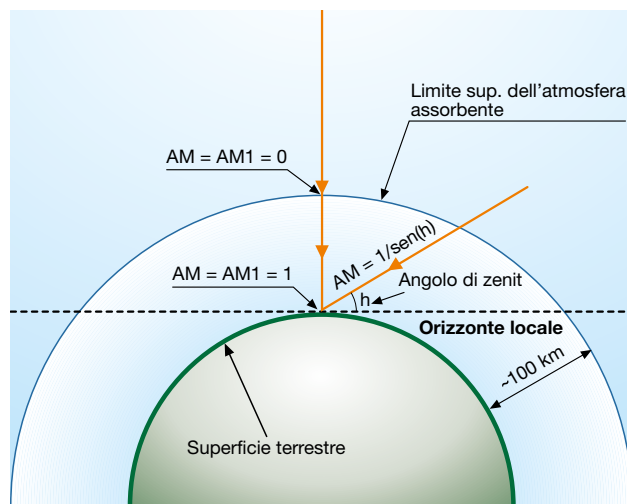
- P è la pressione atmosferica rilevata nel punto e nell'istante considerati [Pa];
- P_o è la pressione atmosferica di riferimento a livello del mare [1.013 · 10⁵ Pa];
- h è l'angolo di zenit, ossia l'angolo di elevazione del Sole sull'orizzonte locale nell'istante considerato.

¹ I buchi nell'irraggiamento corrispondono alle frequenze della radiazione solare assorbita dal vapore acqueo presente nell'atmosfera.

Valori notevoli di AM sono (figura 2.6):

- AM = 0 al di fuori dell'atmosfera dove P = 0;
- AM = 1 a livello del mare in una giornata con cielo sereno e sole allo zenit (P = P_o, sen(h) = 1);
- AM = 2 a livello del mare in una bella giornata con il sole a 30° sopra l'orizzonte (P = P_o, sen(h) = $\frac{1}{2}$).

Figura 2.6



2.5 Produzione energetica annua attesa

Dal punto di vista energetico, il principio progettuale utilizzato usualmente per un generatore fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. In alcuni casi (es. impianti fotovoltaici stand-alone) il criterio di progettazione potrebbe essere quello di ottimizzare la produzione energetica in determinati periodi dell'anno.

L'energia elettrica che un impianto fotovoltaico può produrre nell'arco di un anno dipende soprattutto da:

- disponibilità della radiazione solare;
- orientamento ed inclinazione dei moduli;
- rendimento dell'impianto fotovoltaico.

Poiché l'irraggiamento solare è variabile nel tempo, per determinare l'energia elettrica che l'impianto può produrre in un fissato intervallo di tempo si prende in considerazione la radiazione solare relativa a quell'intervallo di tempo, assumendo che le prestazioni dei moduli siano proporzionali all'irraggiamento.

I valori della radiazione solare media in Italia si possono desumere da:

- norma UNI 10349: riscaldamento e raffreddamento degli edifici. Dati climatici;
- atlante solare europeo che si basa sui dati registrati dal CNR-IFA (Istituto di Fisica dell'Atmosfera) nel decennio

1966-1975. Riporta mappe isoradiative del territorio italiano ed europeo su superficie orizzontale o inclinata;

- *banca dati ENEA*: dal 1994 l'ENEA raccoglie i dati della radiazione solare sull'Italia, tramite le immagini del satellite Meteosat. Le mappe finora ottenute sono state riportate in due pubblicazioni: una relativa all'anno 1994 ed un'altra relativa al periodo 1995-1999.

Le tabelle 2.1 e 2.2 rappresentano rispettivamente, per diverse località italiane, i valori della radiazione solare media annuale su piano orizzontale [kWh/m²] da norma UNI 10349 e valori medi giornalieri mese per mese [kWh/m²/giorno] da fonte ENEA.

La radiazione solare annua per una data località può variare da una fonte all'altra anche del 10%, poiché deriva da elaborazioni statistiche di dati relativi a periodi di rilevazione diversi; inoltre tali dati sono soggetti alla variazione delle condizioni meteorologiche da un anno all'altro. Pertanto i valori di radiazione hanno un significato probabilistico, cioè un valore atteso e non certo.

Partendo dalla radiazione media annuale E_{ma} per ottenere l'energia attesa prodotta all'anno E_p per ogni kWp si procede attraverso la seguente formula:

$$E_p = E_{ma} \cdot \eta_{BOS} \text{ [kWh/kWp]} \quad [2.10]$$

dove:

η_{BOS} (*Balance Of System*) è il rendimento complessivo di tutti i componenti dell'impianto fotovoltaico a valle dei moduli (inverter, connessioni, perdite dovute all'effetto della temperatura, perdite dovute a dissimmetrie nelle prestazioni, perdite per ombreggiamento e bassa radiazione, perdite per riflessione...).

Tale rendimento, in un impianto correttamente progettato ed installato, può essere compreso tra 0.75 e 0.85.

Prendendo invece in considerazione la radiazione media giornaliera E_{mg} , per ottenere l'energia attesa prodotta all'anno per ogni kWp si ottiene:

$$E_p = E_{mg} \cdot 365 \cdot \eta_{BOS} \text{ [kWh/kWp]} \quad [2.11]$$

Esempio 2.1

Si vuole determinare l'energia media annua prodotta da un impianto fotovoltaico, posto su piano orizzontale, di 3 kWp installato in Italia a Bergamo. Si suppone che il rendimento dei componenti d'impianto sia pari a 0.75.

Dalla tabella della norma UNI 10349 si ricava una radiazione media annuale di 1276 kWh/m². Assumendo di essere nelle condizioni standard pari a 1 kW/m², si avrà una produzione media annuale attesa pari a:

$$E_p = 3 \cdot 1276 \cdot 0.75 = 3062 \text{ kWh}$$

Tabella
2.1

Radiazione solare annuale sul piano orizzontale - UNI 10349

Località	Radiazione solare media annuale (kWh/m ²)	Località	Radiazione solare media annuale (kWh/m ²)	Località	Radiazione solare media annuale (kWh/m ²)	Località	Radiazione solare media annuale (kWh/m ²)	Località	Radiazione solare media annuale (kWh/m ²)
Agrigento	1923	Caltanissetta	1831	Lecce	1639	Pordenone	1291	Savona	1384
Alessandria	1275	Cuneo	1210	Livorno	1511	Prato	1350	Taranto	1681
Ancona	1471	Como	1252	Latina	1673	Parma	1470	Teramo	1487
Aosta	1274	Cremona	1347	Lucca	1415	Pistoia	1308	Trento	1423
Ascoli Piceno	1471	Cosenza	1852	Macerata	1499	Pesaro-Urbino	1411	Torino	1339
L'Aquila	1381	Catania	1829	Messina	1730	Pavia	1316	Trapani	1867
Arezzo	1329	Catanzaro	1663	Milano	1307	Potenza	1545	Terni	1409
Asti	1300	Enna	1850	Mantova	1316	Ravenna	1411	Trieste	1325
Avellino	1559	Ferrara	1368	Modena	1405	Reggio Calabria	1751	Treviso	1385
Bari	1734	Foggia	1630	Massa Carrara	1436	Reggio Emilia	1427	Udine	1272
Bergamo	1275	Firenze	1475	Matera	1584	Ragusa	1833	Varese	1287
Belluno	1272	Forlì	1489	Napoli	1645	Rieti	1366	Verbania	1326
Benevento	1510	Frosinone	1545	Novara	1327	Roma	1612	Vercelli	1327
Bologna	1420	Genova	1425	Nuoro	1655	Rimini	1455	Venezia	1473
Brindisi	1668	Gorizia	1326	Oristano	1654	Rovigo	1415	Vicenza	1315
Brescia	1371	Grosseto	1570	Palermo	1784	Salerno	1419	Verona	1267
Bolzano	1329	Imperia	1544	Piacenza	1400	Siena	1400	Viterbo	1468
Cagliari	1635	Isernia	1464	Padova	1266	Sondrio	1442		
Campobasso	1597	Crotone	1679	Pescara	1535	La Spezia	1452		
Caserta	1678	Lecco	1271	Perugia	1463	Siracusa	1870		
Chieti	1561	Lodi	1311	Pisa	1499	Sassari	1669		

Tabella
2.2

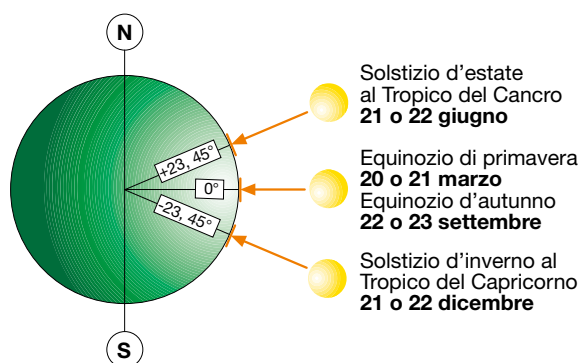
Località	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Milano	1.44	2.25	3.78	4.81	5.67	6.28	6.31	5.36	3.97	2.67	1.64	1.19
Venezia	1.42	2.25	3.67	4.72	5.75	6.31	6.36	5.39	4.08	2.72	1.64	1.14
Bologna	1.50	2.28	3.81	4.81	5.86	6.42	6.47	5.47	4.19	2.81	1.72	1.25
Firenze	1.58	2.33	3.75	4.72	5.86	6.39	6.44	5.50	4.17	2.86	1.83	1.39
Roma	1.92	2.61	3.94	4.92	6.08	6.56	6.58	5.72	4.39	3.17	2.11	1.58
Napoli	1.92	2.67	3.92	5.03	6.08	6.64	6.58	5.81	4.50	3.28	2.17	1.69
Bari	1.86	2.58	3.97	5.08	6.08	6.69	6.64	5.81	4.53	3.25	2.08	1.69
Messina	2.11	2.94	4.19	5.19	6.22	6.69	6.67	5.89	4.64	3.53	2.36	1.94
Siracusa	2.36	3.22	4.33	5.39	6.36	6.78	6.75	6.00	4.81	3.69	2.58	2.17

2.6 Inclinazione ed orientamento dei moduli

Il massimo rendimento di un modulo solare si avrebbe qualora l'incidenza dei raggi solari fosse sempre di 90°. Nella realtà l'incidenza della radiazione solare varia sia con la latitudine, sia nel corso dell'anno con la declinazione solare. Infatti, a causa dell'inclinazione dell'asse di rotazione terrestre di circa 23.45° rispetto al piano dell'orbita della Terra intorno al Sole, ad una data latitudine, l'altezza dello stesso sull'orizzonte varia giorno per giorno.

Il Sole si trova a 90° rispetto alla superficie terrestre (Zenit) all'equatore nei due giorni d'equinozio e lungo i paralleli dei tropici nei due giorni di solstizio (figura 2.7).

Figura 2.7



Al di fuori delle latitudini dei tropici, il Sole non potrà mai raggiungere lo Zenit rispetto alla superficie terrestre, ma sarà comunque alla sua altezza massima (dipendente dalla latitudine) rispettivamente nel giorno di solstizio d'estate nell'emisfero boreale e nel giorno di solstizio d'inverno nell'emisfero australe. Se si vogliono dunque inclinare i moduli in modo tale che siano colpiti perpendicolarmente dai raggi solari a mezzogiorno del giorno più lungo dell'anno occorre conoscere l'altezza massima in gradi che il Sole raggiunge sopra l'orizzonte in tal momento, mediante la formula:

$$\alpha = 90^\circ - \text{lat} + \delta \quad [2.12]$$

dove:

lat è il valore in gradi della latitudine del sito d'installazione dei moduli;

δ è l'angolo di declinazione solare [23.45°]

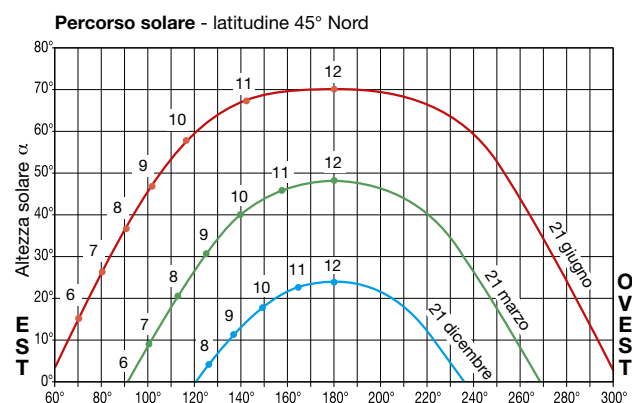
Facendo il complementare dell'angolo α ($90^\circ - \alpha$), si ottiene l'angolo di inclinazione, detto angolo di tilt β , dei moduli rispetto al piano orizzontale (IEC/TS 61836) in modo che essi vengano colpiti perpendicolarmente dai raggi solari nel momento suddetto².

Tuttavia conoscere l'angolo α non è sufficiente per determinare l'orientamento ottimale dei moduli.

Occorre tenere in considerazione anche il percorso solare nella volta celeste nei diversi periodi dell'anno, per cui l'angolo di tilt dovrebbe essere mediato considerando tutti i giorni dell'anno³ (figura 2.8).

Ciò consente di ottenere una radiazione complessiva annuale captata dai moduli (e quindi una produzione energetica annuale) maggiore di quella che si avrebbe nella condizione precedente di irraggiamento perpendicolare ai moduli durante il solstizio.

Figura 2.8



I moduli di tipo fisso andrebbero orientati il più possibile a sud nell'emisfero boreale⁴ per avere un maggior irraggiamento della superficie dei moduli alle h12 locali ed una maggior radiazione complessiva giornaliera intercettata dai moduli.

L'orientamento dei moduli può essere indicato con l'angolo di Azimut⁵ (γ) di scostamento rispetto alla direzione ottimale verso sud (per i siti nell'emisfero boreale) o verso nord (per i siti nell'emisfero australe).

² Sui tetti inclinati l'angolo di tilt è determinato dall'inclinazione del tetto stesso.

³ In Italia l'inclinazione ottimale è approssimativamente di 30°.

⁴ Dato che l'irraggiamento solare è massimo a mezzogiorno, la superficie del collettore deve essere quanto più possibile orientata verso sud. Viceversa nell'emisfero australe l'orientamento ottimale è ovviamente il nord.

⁵ In astronomia l'angolo di Azimut è definito come la distanza angolare lungo l'orizzonte, misurata partendo da nord (0°) in direzione est, con l'intersezione del cerchio verticale passante per l'oggetto.

Valori positivi dell'angolo di Azimut indicano un orientamento verso ovest, mentre valori negativi un orientamento verso est (CEI EN 61194).

Nei moduli installati a terra, la combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'esposizione dei moduli stessi (figura 2.9).

Qualora invece i moduli sono installati sul tetto degli edifici, l'esposizione stessa è vincolata dall'inclinazione e dall'orientamento delle falde del tetto.

Buoni risultati si ottengono con collettori orientati verso sud-est o verso sud-ovest con uno scostamento dal punto cardinale sud fino a 45° (figura 2.10). Scostamenti maggiori possono essere compensati con un leggero ampliamento della superficie dei collettori.

Figura 2.9

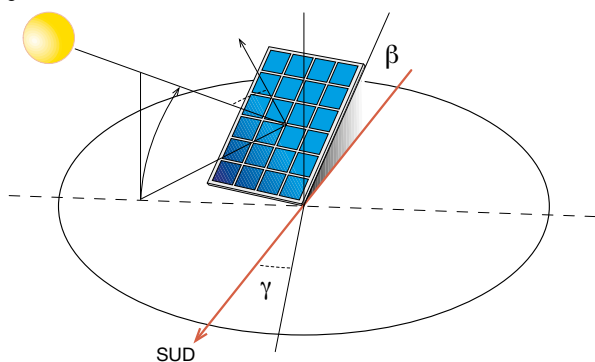
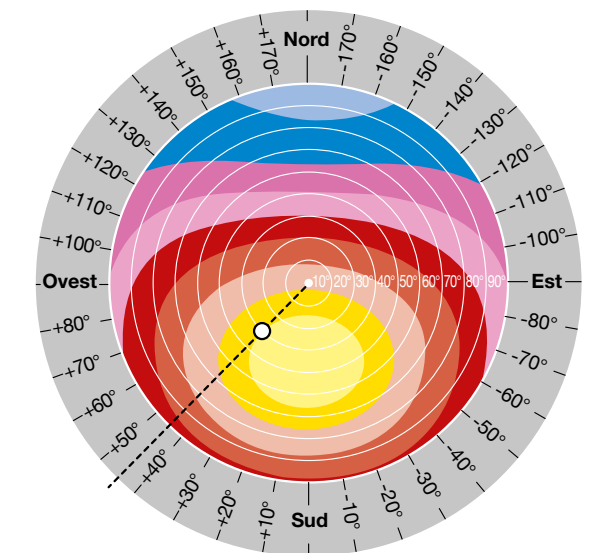
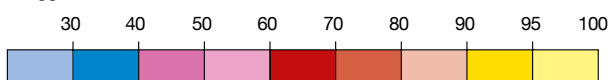


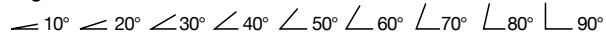
Figura 2.10



Irraggiamento annuo in %



Angolo di inclinazione



O : Esempio: 30°; 45° Sud-Ovest; ≈ 95%

Un modulo non orizzontale riceve, oltre alla radiazione diretta e diffusa, anche la radiazione riflessa dalla superficie circostante in cui si trova (componente di albedo). Solitamente si assume un fattore di albedo 0.2.

Per una prima valutazione della producibilità annua di energia elettrica di un impianto fotovoltaico è in genere sufficiente applicare alla radiazione media annuale sul piano orizzontale (tabelle 2.1-2.2) i coefficienti correttivi delle tabelle 2.3-2.4-2.5⁶ (riferiti al contesto italiano).

⁶ Albedo assunta pari 0.2.

Tabella 2.3 - Nord Italia: latitudine 44°N

Inclinazione	Orientamento				
	0° (sud)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (est, ovest)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.07	1.06	1.06	1.04	0.99
15°	1.09	1.09	1.07	1.06	0.98
20°	1.11	1.10	1.09	1.07	0.96
30°	1.13	1.12	1.10	1.07	0.93
40°	1.12	1.11	1.09	1.05	0.89
50°	1.09	1.08	1.05	1.02	0.83
60°	1.03	0.99	0.96	0.93	0.77
70°	0.95	0.95	0.93	0.89	0.71
90°	0.74	0.74	0.73	0.72	0.57

Tabella 2.4 - Centro Italia: latitudine 41°N

Inclinazione	Orientamento				
	0° (sud)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (est, ovest)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.07	1.07	1.06	1.04	0.99
15°	1.09	1.09	1.08	1.06	0.97
20°	1.11	1.11	1.09	1.07	0.96
30°	1.13	1.12	1.10	1.07	0.92
40°	1.12	1.12	1.09	1.05	0.87
50°	1.09	1.08	1.05	1.01	0.82
60°	1.03	1.02	0.99	0.96	0.76
70°	0.94	0.94	0.92	0.88	0.70
90°	0.72	0.72	0.71	0.70	0.56

Tabella 2.5 - Sud Italia: latitudine 38°N

Inclinazione	Orientamento				
	0° (sud)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (est, ovest)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.06	1.06	1.05	1.04	0.99
15°	1.08	1.08	1.07	1.05	0.97
20°	1.10	1.09	1.08	1.06	0.96
30°	1.11	1.10	1.08	1.06	0.92
40°	1.10	1.09	1.07	1.03	0.87
50°	1.06	1.05	1.03	0.99	0.82
60°	0.99	0.99	0.96	0.93	0.75
70°	0.91	0.91	0.88	0.86	0.69
90°	0.68	0.68	0.68	0.67	0.55

Esempio 2.2

Si vuole determinare l'energia media annua prodotta dall'impianto fotovoltaico dell'esempio precedente, disposto ora con un orientamento di +15° ed un'inclinazione di 30°.

Dalla tabella 2.3 si ricava un coefficiente maggiorativo pari a 1.12. Moltiplicando tale coefficiente per l'energia attesa su piano orizzontale ottenuta nell'esempio precedente la producibilità attesa diventa:

$$E = 1.12 \cdot E_p = 1.12 \cdot 3062 \approx 3430 \text{ kWh}$$

2.7 Tensioni e correnti in un impianto PV

I moduli fotovoltaici generano una corrente di 4-10A ad una tensione di 30-40V.

Per ottenere la potenza elettrica progettuale di picco, i moduli vengono collegati elettricamente in serie formando le stringhe, le quali a loro volta vengono poste in parallelo.

La tendenza è di creare stringhe costituite dal maggior numero di moduli possibile, data la complessità ed il costo di cablaggio, specie dei quadri di parallelo fra le stringhe stesse.

Il numero massimo di moduli che possono essere collegati in serie (e quindi la tensione massima raggiungibile) per costituire una stringa è determinato dal range di operatività dell'inverter (vedi cap.3) e dalla disponibilità di apparecchi di sezionamento e protezione idonei all'utilizzo alla tensione raggiunta. In particolare, la tensione dell'inverter è legata, per ragioni di efficienza, alla sua potenza: usualmente utilizzando inverter con potenza inferiore a 10 kW, il range di tensione più comunemente impiegato è tra 250V e 750V, mentre con potenza dell'inverter superiore a 10 kW, il range di tensione usuale è tra 500V e 900V.

2.8 Variazione dell'energia prodotta

I principali fattori che influenzano l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico sono:

- irraggiamento
- temperatura dei moduli
- ombreggiamenti

2.8.1 Irraggiamento

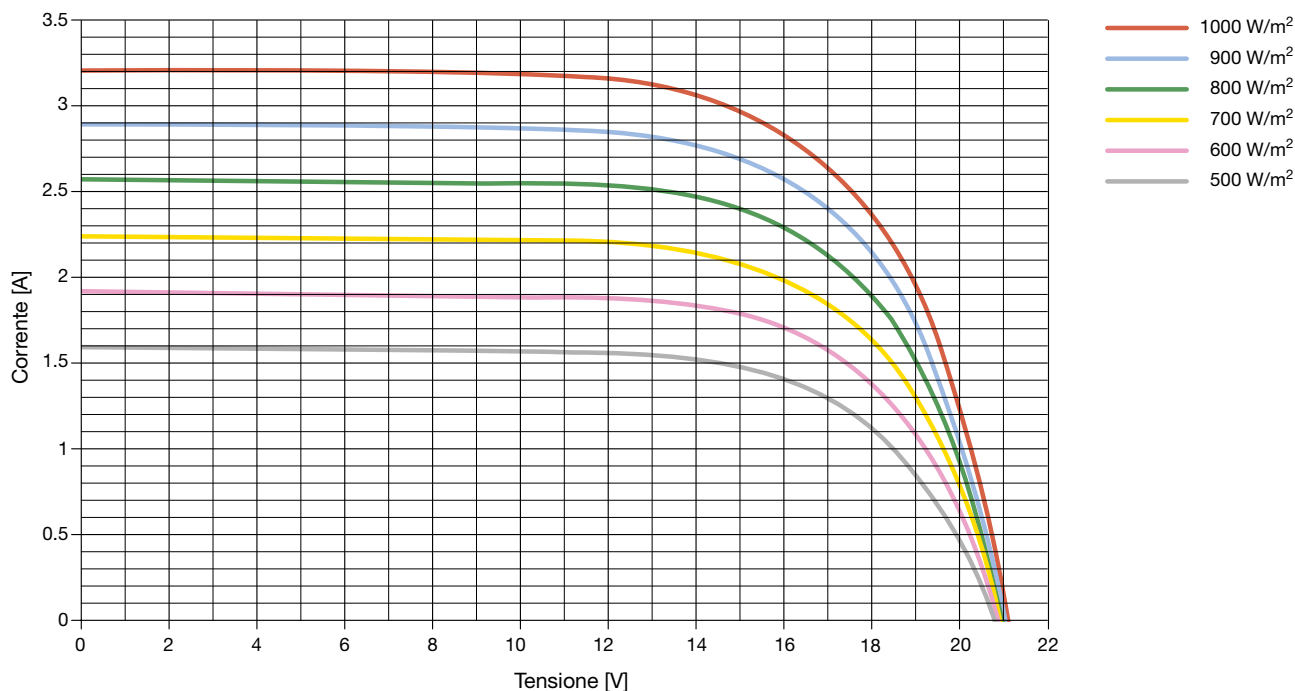
In funzione dell'irraggiamento incidente sulle celle fotovoltaiche, la caratteristica V-I delle stesse si modifica come indicato in figura 2.11.

Al diminuire dell'irraggiamento diminuisce proporzionalmente la corrente fotovoltaica generata, mentre la variazione della tensione a vuoto è minima.

L'efficienza di conversione non è, di fatto, influenzata dalla variazione dell'irraggiamento entro il range di normale funzionamento delle celle, il che significa che l'efficienza di conversione è la stessa sia in una giornata serena che nuvolosa.

La minor potenza prodotta con cielo nuvoloso è riconducibile pertanto, non ad una diminuzione dell'efficienza, ma ad una ridotta produzione di corrente per minor irraggiamento.

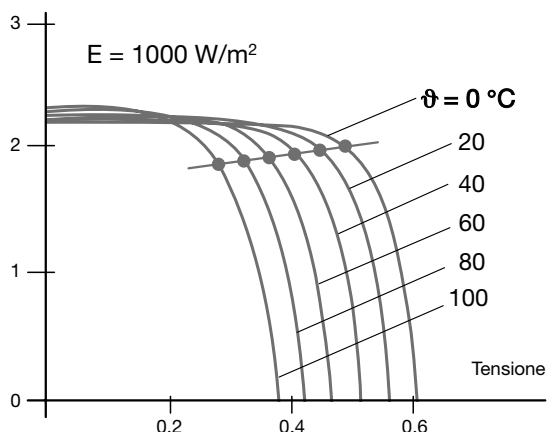
Figura 2.11



2.8.2 Temperatura dei moduli

Contrariamente al caso precedente all'aumentare della temperatura dei moduli fotovoltaici, la corrente prodotta resta praticamente invariata, mentre decresce la tensione e con essa si ha una riduzione delle prestazioni dei moduli in termini di potenza elettrica prodotta (figura 2.12).

Figura 2.12



La variazione della tensione a vuoto V_{oc} di un modulo fotovoltaico, rispetto alle condizioni standard $V_{oc,STC}$, in funzione della temperatura di lavoro delle celle T_{cel} , è espressa dalla formula seguente (guida CEI 82-25 II ed.):

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad [2.13]$$

dove:

β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura e dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico (in genere $-2.2 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cella}$ per moduli in silicio cristallino e circa $-1.5 \div -1.8 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cella}$ per moduli in film sottile); N_s è il numero di celle in serie nel modulo.

Al fine di evitare quindi un'eccessiva riduzione delle prestazioni è opportuno tenere sotto controllo la temperatura in esercizio cercando di dare ai moduli una buona ventilazione che limiti la variazione di temperatura stessa su di essi. Così facendo si può ridurre la perdita di energia per effetto della temperatura (rispetto ai 25°C delle condizioni standard) ad un valore intorno al 7%⁷.

⁷ La riduzione di rendimento con l'aumento della temperatura è stimabile in 0,4-0,6 per ogni $^\circ\text{C}$

2.8.3 Ombreggiamenti

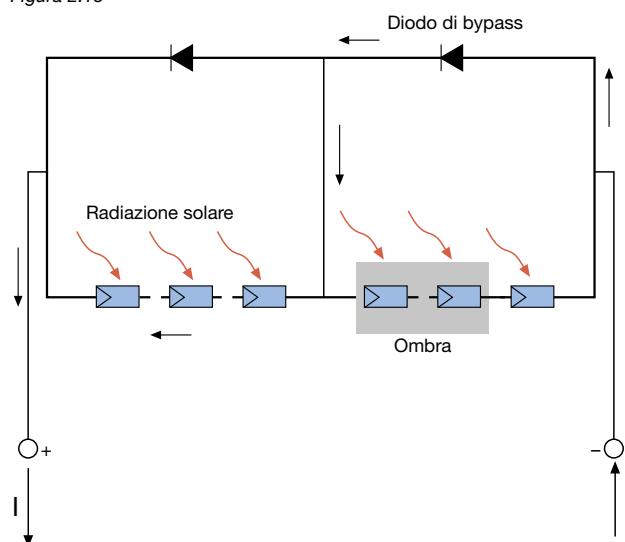
Considerata l'area occupata dai moduli di un impianto fotovoltaico, può accadere che una parte di essi (una o più celle) venga ombreggiata da alberi, foglie che si depositano, camini, nuvole o da moduli fotovoltaici installati nelle vicinanze.

In caso di ombreggiamento, una cella fotovoltaica costituita da una giunzione P-N smette di produrre energia e diventa un carico passivo.

Tale cella si comporta come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle collegate in serie con la conseguente compromissione di tutta la produzione del modulo. Inoltre il diodo è soggetto alla tensione delle altre celle che può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento localizzato (hot spot) e danni al modulo.

Per evitare che una o più celle ombreggiate vanifichino la produzione in un'intera stringa, a livello dei moduli vengono inseriti dei diodi di by-pass che cortocircuitano la parte di modulo in ombra o danneggiata. Così facendo si garantisce il funzionamento del modulo pur con un'efficienza ridotta. Teoricamente occorrerebbe inserire un diodo di by-pass in parallelo ad ogni singola cella, ma ciò sarebbe troppo oneroso nel rapporto costi/benefici. Pertanto solitamente vengono installati 2÷4 diodi di by-pass per modulo (figura 2.13).

Figura 2.13



3 Metodi di installazione e configurazioni

3.1 Integrazione architettonica

L'integrazione architettonica dei moduli con le strutture degli edifici negli ultimi anni sta compiendo enormi passi grazie alla produzione dei moduli stessi, i quali per dimensioni e per caratteristiche sono in grado di sostituire integralmente alcuni componenti.

Si possono definire tre macro-tipologie d'integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici:

- 1 impianti non integrati;
- 2 impianti parzialmente integrati;
- 3 impianti con integrazione.

L'impianto *non integrato* è l'impianto con moduli installati al suolo, ovvero con moduli collocati sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione con modalità diverse da quelle previste per le tipologie 2) e 3) (figure 3.1).

L'impianto *parzialmente integrato* è l'impianto i cui moduli

Figure 3.1



sono posizionati secondo le tipologie elencate in tabella 3.1, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione senza sostituire il materiale da costruzione delle stesse strutture (figure 3.2). I moduli sono installati in modo complanare al piano tangente o ai piani tangenti del tetto ad una altezza limitata.

Figure 3.2



Tabella 3.1

1	Moduli fotovoltaici installati su tetti piani ovvero su coperture con pendenze fino a 5°.
2	Moduli fotovoltaici installati su tetti a falda
3	Moduli fotovoltaici installati su tetti aventi caratteristiche diverse da quelli ai punti 1 e 2
4	Moduli fotovoltaici installati in qualità di frangisole

L'impianto con *integrazione architettonica* è l'impianto in cui i moduli sostituiscono, in tutto o in parte, la funzione di elementi architettonici di edifici quali coperture, superfici opache verticali, superfici trasparenti o semitrasparenti sulle coperture, superfici apribili e assimilabili (porte, finestre e vetrine anche se non apribili comprensive degli infissi). I moduli quindi sono progettati e realizzati per svolgere non solo la funzione di produzione di energia elettrica, ma anche funzioni architettoniche come la protezione o regolazione termica dell'edificio (i moduli devono garantire il mantenimento dei livelli di fabbisogno energetico dell'edificio ed avere una trasmittanza termica comparabile con quella del componente architettonico sostituito), la tenuta all'acqua e conseguente impermeabilizzazione della struttura edilizia sottesa e la tenuta meccanica comparabile con quella dell'elemento edilizio sostituito (figure 3.3).

Figure 3.3



3.2 Configurazione del campo solare

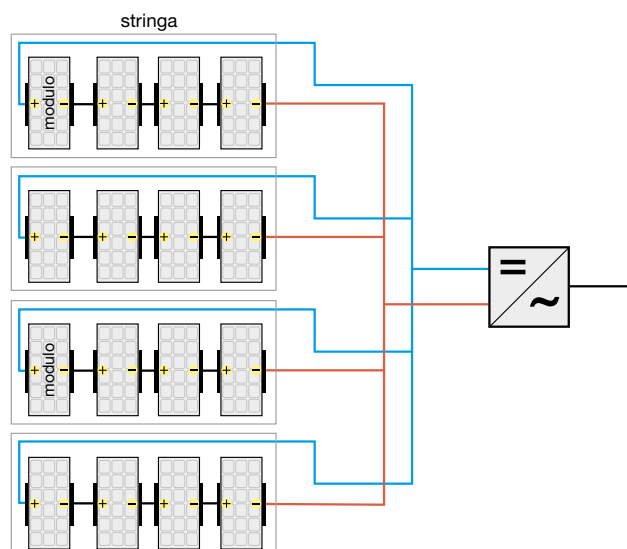
Il collegamento delle stringhe costituenti il campo solare dell'impianto fotovoltaico può avvenire principalmente prevedendo:

- un unico inverter per tutto l'impianto (impianto mono-inverter o ad inverter centralizzato) (figura 3.4);
- un inverter per ogni stringa (figura 3.5);
- un inverter per più stringhe (impianto multi-inverter) (figura 3.6);

3.2.1 Impianto mono-inverter

Tale configurazione è utilizzata nei piccoli impianti e con moduli dello stesso tipo aventi la stessa esposizione. Si hanno vantaggi economici derivanti dalla presenza di un unico inverter, in termini di riduzione dell'investimento iniziale e degli oneri di manutenzione. Tuttavia l'avaria del singolo inverter comporta l'arresto della produzione dell'intero impianto. Inoltre tale soluzione è poco adatta all'aumentare dell'estensione (e con essa della potenza di picco) dell'impianto PV, poiché si incrementano i problemi di protezione dalle sovracorrenti ed i problemi derivanti da un diverso ombreggiamento, ossia quando l'esposizione dei moduli non è identica su tutto l'impianto. L'inverter regola il suo funzionamento attraverso il MPPT¹, tenendo conto dei parametri medi delle stringhe collegate all'inverter stesso: quindi, se tutte le stringhe sono collegate ad un unico inverter, l'ombreggiamento od il guasto di una o parte di esse comporta una maggior riduzione delle prestazioni elettriche d'impianto rispetto alle altre configurazioni.

Figura 3.4



¹ Vedi cap.1

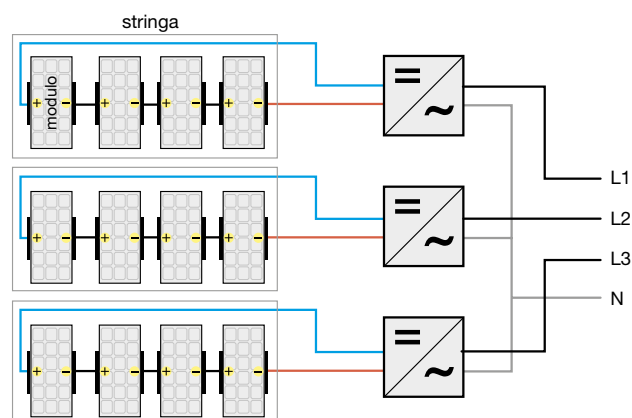
3.2.2 Impianto con un inverter per ogni stringa

In un impianto di medie dimensioni, ogni stringa può essere direttamente collegata ad un proprio inverter e funziona in tal modo secondo il proprio punto di massima potenza.

Con questa configurazione il diodo di blocco per evitare l'inversione della sorgente è solitamente compreso nell'inverter, la diagnostica sulla produzione viene effettuata direttamente dall'inverter che può inoltre provvedere alla protezione dalle sovracorrenti e dalle sovratensioni di origine atmosferica sul lato c.c.

Disporre un inverter per ogni stringa riduce inoltre i problemi di accoppiamento tra moduli ed inverter e la riduzione delle prestazioni dovute ad ombreggiamenti o diversa esposizione. Inoltre in stringhe diverse possono essere impiegati moduli con caratteristiche differenti con un conseguente incremento del rendimento ed affidabilità dell'intero impianto.

Figura 3.5



3.2.3 Impianto multi-inverter

In impianti di grandi dimensioni il campo fotovoltaico è generalmente suddiviso in più parti (sottocampi), ognuno servito da un proprio inverter a cui sono collegate diverse stringhe in parallelo.

Rispetto alla configurazione precedente, si ha in questo caso un numero inferiore di inverter con conseguente riduzione dei costi d'investimento e di manutenzione.

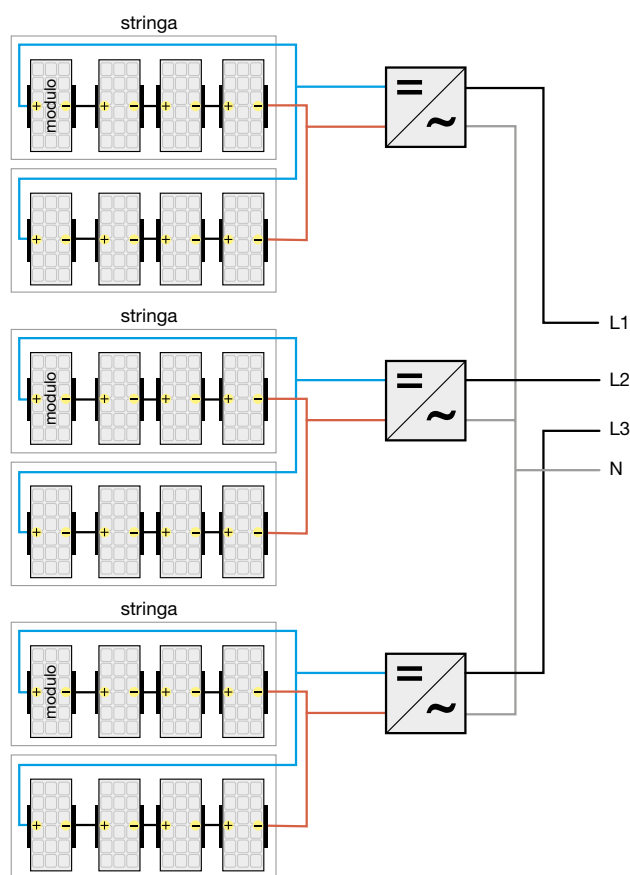
Permane comunque il vantaggio della riduzione dei problemi di ombreggiamento o diversa esposizione tra le stringhe e dovuti all'impiego di moduli differenti tra loro, purché allo stesso inverter afferiscano le stringhe di sottocampo con moduli uguali tra loro, alle stesse condizioni di esposizione.

Inoltre il guasto di un inverter non comporta la perdita di produzione dell'intero impianto (come nel caso mono-inverter), bensì solamente del relativo sottocampo. È opportuno che ciascuna stringa sia singolarmente sezionabile², al fine di poter effettuare verifiche di funzionamento e manutenzione senza dover mettere fuori servizio l'intero generatore fotovoltaico.

Installando quadri di parallelo sul lato c.c., occorre prevedere l'inserzione su ciascuna stringa di un dispositivo di protezione dalle sovracorrenti e dalle correnti inverse per evitare l'alimentazione di stringhe ombreggiate o guaste da parte delle altre poste in parallelo. La protezione da sovracorrenti può essere ottenuta mediante un interruttore termomagnetico o un fusibile, mentre la protezione per corrente inversa con diodi di blocco³.

La diagnostica dell'impianto è in questa configurazione rimandata ad un sistema di supervisione che provvede alla verifica della produzione delle diverse stringhe.

Figura 3.6



² Si tenga presente che l'apertura del dispositivo di sezionamento non esclude il mantenimento della tensione lato c.c.

³ I diodi introducono una perdita di potenza costante per effetto della caduta di tensione sulla loro giunzione. Tale perdita può essere ridotta attraverso l'utilizzo di componenti con giunzione metallo-semiconduttore avente caduta di 0.4V (diodi Schottky), anziché 0.7V dei diodi convenzionali.

3.3 Scelta ed interfacciamento inverter

La scelta dell'inverter e della sua taglia, va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica che esso deve gestire. Si può stimare la taglia dell'inverter, scegliendo tra 0.8 e 0.9 il rapporto tra la potenza attiva immessa in rete e la potenza nominale del generatore fotovoltaico. Tale rapporto tiene conto della diminuzione di potenza dei moduli fotovoltaici nelle reali condizioni operative (temperatura di lavoro, cadute di tensione sulle connessioni elettriche...) e del rendimento dell'inverter stesso. Tale rapporto dipende anche dalle condizioni d'installazione dei moduli (latitudine, inclinazione, temperatura ambiente...) che possono far variare la potenza generata. Per questo motivo, l'inverter è provvisto di una limitazione automatica della potenza erogata per ovviare a situazioni in cui la potenza generata sia maggiore di quella normalmente prevista.

Tra le caratteristiche di dimensionamento dell'inverter dovrebbero comparire:

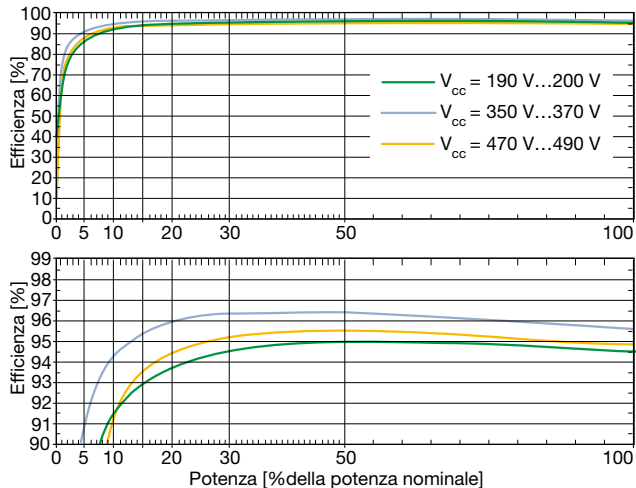
- lato c.c.:
 - potenza nominale e massima;
 - tensione nominale e massima tensione ammessa;
 - campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento normale;
- lato c.a.:
 - potenza nominale e massima erogabile in modo continuativo dal gruppo di conversione, nonché il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere fornita;
 - corrente nominale erogata;
 - corrente massima erogata che consente di determinare il contributo dell'impianto fotovoltaico alla corrente di corto circuito;
 - distorsione massima della tensione e fattore di potenza;
 - massima efficienza di conversione;
 - efficienza a carico parziale ed al 100% della potenza nominale (attraverso il "rendimento europeo"⁴ attraverso il diagramma di efficienza⁵ (figura 3.7))

⁴ Il rendimento europeo si determina tenendo in considerazione le efficienze a carico parziale dell'inverter secondo la formula:

$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 \cdot \eta_{5\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + 0.10 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.20 \cdot \eta_{100\%}$$

⁵ Da tale diagramma si ricava che l'efficienza massima si ha tra il 40% e l'80% della potenza nominale dell'inverter, corrispondente all'intervallo di potenza al quale l'inverter stesso lavora per la maggior parte del tempo di funzionamento.

Figure 3.7



Occorre inoltre valutare i valori nominali di tensione e frequenza in uscita e di tensione in ingresso all'inverter. I valori di tensione e frequenza in uscita, per impianti connessi alla rete di distribuzione pubblica, sono imposti dalla rete stessa con tolleranze definite⁶.

Per quanto riguarda la tensione in ingresso vanno valutate le condizioni estreme di funzionamento del generatore fotovoltaico, al fine di avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter.

Si deve anzitutto verificare che la tensione a vuoto U_{oc} ⁷ in uscita dalle stringhe alla minima temperatura ipotizzabile (-10°C) sia inferiore a quella massima sopportabile dall'inverter, ossia:

$$U_{oc\ max} \leq U_{MAX} \quad [3.1]$$

In alcuni modelli d'inverter vi è un banco di condensatori in ingresso, pertanto l'inserzione sul campo fotovoltaico determina una inrush current pari alla somma delle correnti di corto circuito di tutte le stringhe collegate e tale corrente non deve far intervenire eventuali protezioni interne.

Ogni inverter è caratterizzato da un range di tensioni in ingresso di normale funzionamento. Poiché la tensione in uscita dai moduli fotovoltaici è funzione della temperatura, occorre verificare che nelle condizioni di esercizio prevedibili (da -10°C a +70°C), l'inverter si trovi a funzionare nell'intervallo di tensione dichiarato dal costruttore. Devono essere quindi verificate contemporaneamente le due disuguaglianze [3.2] e [3.3]:

$$U_{min} \geq U_{MPPT\ min} \quad [3.2]$$

ossia, la tensione minima (a 70°C), considerata alla corrispondente massima potenza in uscita dalla stringa

con irraggiamento standard, deve essere superiore alla tensione minima di funzionamento del MPPT dell'inverter che mantiene accesa la logica di controllo e permette la corretta erogazione di potenza nelle rete dell'ente distributore. Inoltre si deve avere che:

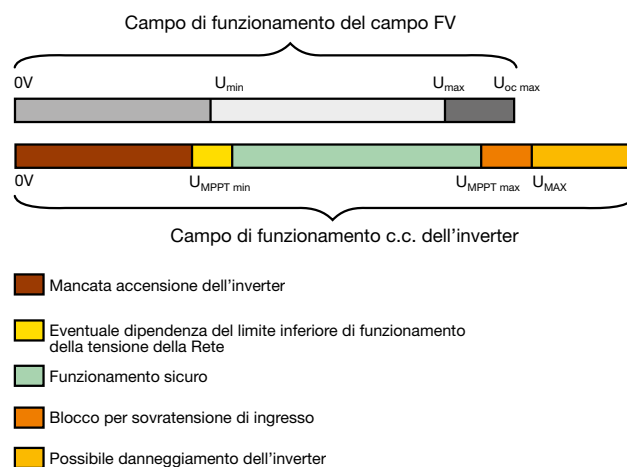
$$U_{max} \leq U_{MPPT\ max} \quad [3.3]$$

ossia, la tensione massima (a -10°C), considerata alla corrispondente massima potenza in uscita dalla stringa con irraggiamento standard, deve essere inferiore o uguale alla tensione massima di funzionamento del MPPT dell'inverter.

In figura 3.8 vi è una rappresentazione grafica di accoppiamento tra campo fotovoltaico ed inverter che tiene conto delle tre disuguaglianze precedenti.

Oltre al rispetto delle tre condizioni precedenti sulle tensioni, occorre verificare che la massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento al MPP sia inferiore alla massima corrente in ingresso ammissibile dall'inverter.

Figura 3.8



Legenda:

- U_{min} tensione del campo fotovoltaico con irraggiamento standard, in corrispondenza della temperatura massima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione
- U_{max} tensione del campo fotovoltaico con irraggiamento standard, in corrispondenza della temperatura minima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione
- $U_{oc\ max}$ tensione a vuoto del campo fotovoltaico, in corrispondenza della temperatura minima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione
- $U_{MPPT\ min}$ tensione di funzionamento minima in ingresso ammessa dall'inverter
- $U_{MPPT\ max}$ tensione di funzionamento massima in ingresso ammessa dall'inverter
- U_{MAX} tensione massima in ingresso sopportabile dall'inverter

⁶ Dal 2008 la tensione unificata a livello europeo dovrebbe essere 230/400V con tolleranza +6% e -10%, mentre la tolleranza sulla frequenza è di ±0.3 Hz.

⁷ Per la scelta dell'inverter e degli altri componenti dell'impianto PV lato c.c. si può assumere cautelativamente come tensione massima di stringa 1.2 U_{oc} .

Gli inverter disponibili sul mercato hanno una potenza nominale fino a circa 10 kW in monofase ed a circa 100 kW in trifase.

Nei piccoli impianti fino a 6 kW con allacciamento monofase alla rete BT, si installa generalmente un unico inverter, mentre negli impianti oltre i 6 kW con allacciamento trifase alla rete in BT o MT, si installano solitamente più inverter.

Negli impianti di dimensioni medio-piccole, si preferi-

sce usualmente ricorrere alla soluzione con più inverter monofase distribuiti equamente sulle tre fasi e neutro comune ed un unico trasformatore di separazione dalla rete pubblica (figura 3.9).

Mentre negli impianti di medio-grandi dimensioni è solitamente conveniente avere una struttura dell'impianto con pochi inverter trifase a cui vengono collegate più stringhe messe in parallelo sul lato c.c. nei quadri di sottocampo (figura 3.10).

Figura 3.9

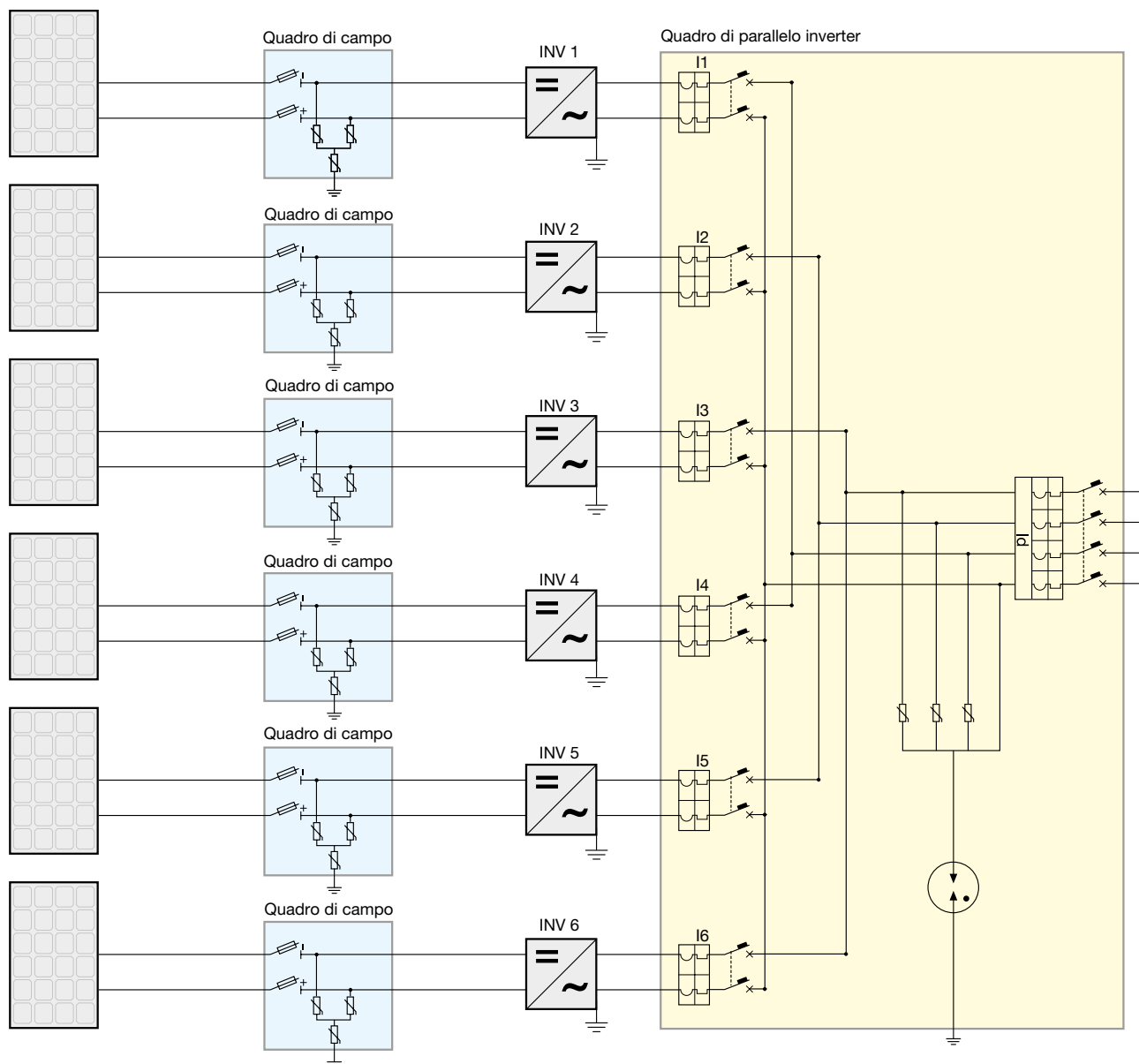
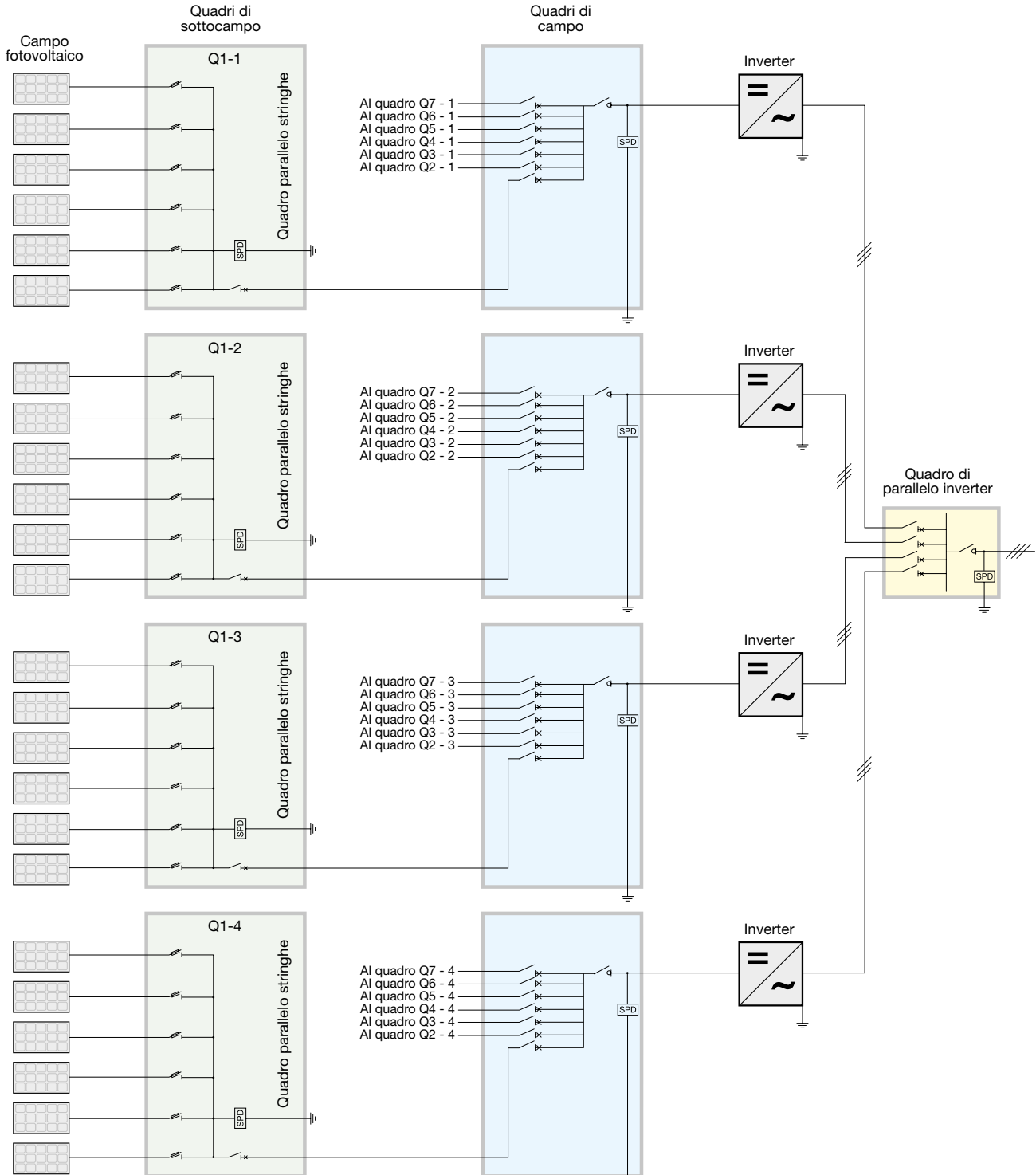


Figura 3.10



L'inverter deve poter essere sezionato sia sul lato c.c. sia su quello c.a. in modo da consentire la manutenzione escludendo entrambe le sorgenti di alimentazione, ossia generatore fotovoltaico e rete.

Inoltre, come rappresentato in figura 3.10, è bene porre un dispositivo di sezionamento su ogni stringa, al fine di permettere interventi di verifica e manutenzione sulla stringa stessa, senza dover porre fuori servizio altre parti dell'impianto.

3.4 Scelta dei cavi

I cavi utilizzati in un impianto fotovoltaico devono essere in grado di sopportare, per la durata di vita dell'impianto stesso (20-25 anni), severe condizioni ambientali in termini di elevata temperatura, precipitazioni atmosferiche e radiazioni ultraviolette.

Anzitutto i cavi devono avere una tensione nominale adeguata a quella dell'impianto. In corrente continua, la tensione d'impianto non deve superare del 50% la tensione nominale dei cavi (tabella 3.2) che si riferisce al loro impiego in c.a. (in c.a. la tensione d'impianto non deve superare la tensione nominale dei cavi).

Tabella 3.2

corrente alternata (V)	corrente continua (V)
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

3.4.1 Tipi di cavi

Le condutture⁸ sul lato c.c. dell'impianto devono avere un isolamento doppio o rinforzato (classe II) in modo da ridurre il rischio di guasti a terra ed i cortocircuiti (CEI 64-8).

I cavi sul lato c.c. si distinguono in:

- *cavi solari (o di stringa)* che collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadro di sottocampo o direttamente all'inverter;
- *cavi non solari* che sono utilizzati a valle del primo quadro.

I cavi che collegano tra loro i moduli sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi, laddove la temperatura può raggiungere i 70-80°C.

Tali cavi devono quindi essere in grado di sopportare elevate temperature e resistere ai raggi ultravioletti, se installati a vista.

Pertanto si usano cavi particolari, usualmente unipolari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale 0.6/1kV, con temperatura massima di funzionamento non inferiore a 90°C e con una elevata resistenza ai raggi UV.

I cavi non solari posti a valle del primo quadro, si trovano ad una temperatura ambiente non superiore a 30-40°C, dato che sono lontano dai moduli.

Tali cavi non hanno resistenza contro i raggi UV, pertanto, se posati all'esterno, devono essere protetti dalla radiazione solare in tubi o canali ed essere comunque con guaina per uso esterno.

Se invece sono posati all'interno di edifici valgono le regole usuali degli impianti elettrici.

Per i cavi installati sul lato c.a. a valle dell'inverter vale quanto detto per i cavi non solari lato c.c.

⁸ Insieme dei cavi e del tubo o canale in cui sono inseriti.

3.4.2 Sezione e portata

La sezione di un cavo deve essere tale per cui:

- la sua portata I_z non sia inferiore alla corrente d'impiego I_b ;
- la caduta di tensione ai suoi capi sia entro i limiti imposti.

Nelle condizioni di normale funzionamento ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di corto circuito, sicché la corrente d'impiego per il circuito di stringa è assunta pari a:

$$I_b = 1.25 \cdot I_{SC} \quad [3.4]$$

dove I_{SC} è la corrente di corto circuito in condizioni di prova standard e la maggiorazione del 25% tiene conto di valori di irraggiamento superiori a 1 kW/m^2 .

Quando l'impianto fotovoltaico è di grosse dimensioni e suddiviso in sottocampi, i cavi che collegano i quadri di sottocampo all'inverter devono condurre una corrente d'impiego pari a:

$$I_b = y \cdot 1.25 \cdot I_{SC} \quad [3.5]$$

dove y è il numero di stringhe del sottocampo afferenti allo stesso quadro.

La portata I_0 dei cavi è indicata dai costruttori usualmente a 30°C in aria libera. Per tener conto delle condizioni di posa e di temperatura, la portata I_0 deve essere ridotta di un coefficiente (ove non indicato dal costruttore) pari a⁹:

- $k_1 = 0.58 \cdot 0.9 = 0.52$ per i cavi solari
- $k_2 = 0.58 \cdot 0.91 = 0.53$ per i cavi non solari.

Il fattore 0.58 tiene conto della posa sul retro dei moduli dove la temperatura ambiente raggiunge i 70°C ¹⁰, il fattore 0.9 della posa in tubo o canale dei cavi solari, mentre il fattore 0.91 tiene conto della posa in tubo esposto al sole dei cavi non solari.

Negli impianti fotovoltaici la caduta di tensione ammessa è del 1-2% (anziché dell'usuale 4% degli impianti utilizzatori) al fine di limitare il più possibile la perdita di energia prodotta per effetto Joule sui cavi¹¹.

⁹ La portata risultante deve inoltre essere moltiplicata per un secondo coefficiente di riduzione, come avviene usualmente, che tiene conto della posa in fascio nello stesso tubo o canale.

¹⁰ Con una temperatura ambiente di 70°C ed ipotizzando una temperatura massima di funzionamento dell'isolante di 90°C si ha:

$$\sqrt{\frac{\theta_{\max}-0}{\theta_{\max}-0_0}} = \sqrt{\frac{90-70}{90-30}} = \sqrt{\frac{1}{3}} = 0.58$$

¹¹ Sul lato c.c. la caduta di tensione sui cavi è puramente resistiva ed in percentuale corrisponde alla perdita di potenza:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} = \frac{\Delta U \cdot I_n}{U_n \cdot I_n} = \frac{\Delta P}{P_n} = \Delta P\%$$

4 Protezione dalle sovracorrenti e sovratensioni

Nella fase di progettazione di un impianto fotovoltaico occorre prevedere, ove necessario, la protezione delle diverse sezioni dell'impianto contro sovracorrenti e sovratensioni di origine atmosferica.

Di seguito vengono dapprima fornite le condizioni per la protezione da sovracorrenti nell'impianto fotovoltaico a monte (lato c.c.) ed a valle dell'inverter (lato c.a.); successivamente vengono indicati i metodi per la protezioni dell'impianto dai possibili danni causati da eventuali fulminazioni dirette o indirette¹.

4.1 Protezione dalle sovracorrenti lato c.c.

4.1.1 Protezione dei cavi

Dal punto di vista della protezione contro i sovraccarichi, non è necessario proteggere i cavi (CEI 64-8/7) se essi sono scelti con una portata non inferiore alla corrente massima che li può interessare ($1.25 I_{sc}$)².

Per quanto riguarda il corto circuito, i cavi lato c.c. sono interessati da tale sovracorrente in caso di:

- guasto tra le polarità del sistema fotovoltaico;
- guasto a terra nei sistemi collegati a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

Un corto circuito su un cavo di collegamento stringa-quadro di sottocampo (guasto 1 di figura 4.1) viene alimentato simultaneamente a monte dalla stringa in questione ($I_{cc1} = 1.25 \cdot I_{sc}$) ed a valle da tutte le altre $x-1$ stringhe connesse allo stesso inverter ($I_{cc2} = (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$). Se l'impianto fotovoltaico è di piccole dimensioni con sole due stringhe ($x=2$), si ha che $I_{cc2} = 1.25 \cdot I_{sc} = I_{cc1}$ per cui non è necessario proteggere i cavi di stringa da corto circuito.

Viceversa se all'inverter sono collegate tre o più stringhe ($x \geq 3$) la corrente I_{cc2} è maggiore della corrente d'impiego ed occorre pertanto proteggere da corto circuito i cavi se la loro portata è inferiore a I_{cc2} , ossia $I_z < (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$.

Un corto circuito tra un quadro di sottocampo ed il quadro d'inverter (guasto 2 della figura 6.1) viene alimentato a monte dalle y stringhe in parallelo del sottocampo (I_{cc3}) ed a valle dalle restanti $(x-y)$ stringhe afferenti allo stesso quadro d'inverter.

La corrente di corto circuito $I_{cc3} = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ coincide con la corrente d'impiego del circuito tra quadro di sottocampo e di inverter, mentre la corrente $I_{cc4} = (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ è maggiore della corrente d'impiego se $x-y > y \Rightarrow x > 2y$. In tal caso occorre proteggere il cavo da corto circuito se la sua portata è inferiore a I_{cc4} , ossia $I_z < (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$.

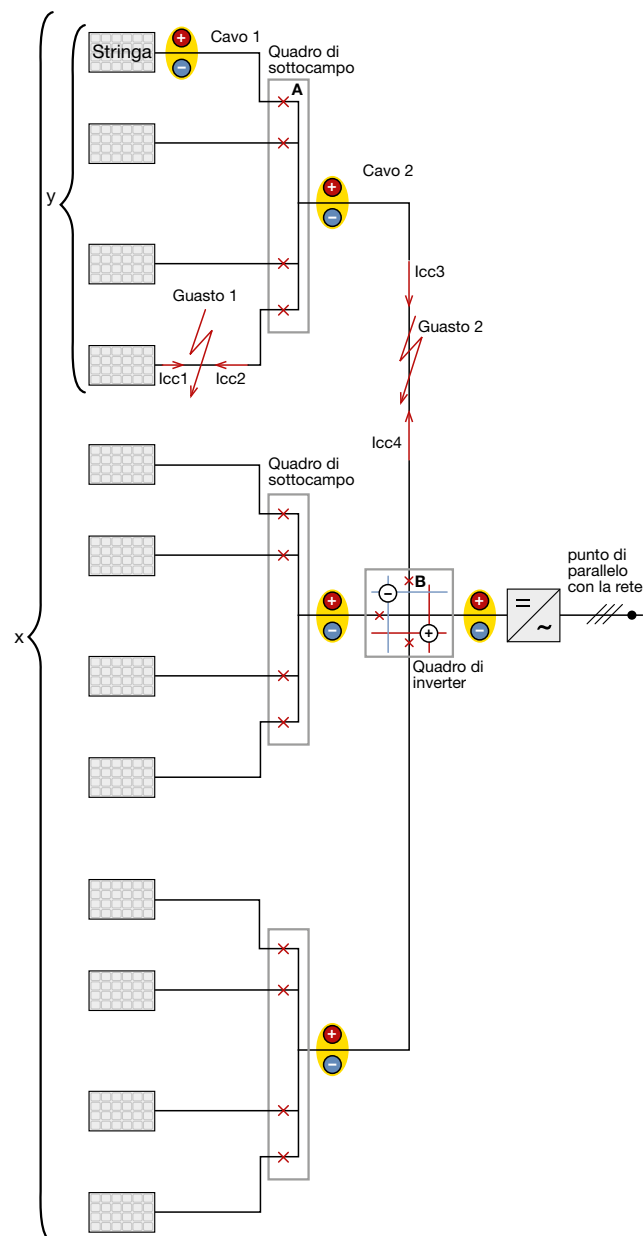
Figura 4.1

"A" rappresenta il dispositivo di protezione posto nel quadro di sottocampo dedicato alla protezione del "cavo 1" di connessione tra stringa e quadro stesso.

"B" rappresenta il dispositivo di protezione posto nel quadro di inverter dedicato alla protezione del "cavo 2" di connessione tra quadro di inverter e di sottocampo.

"y" numero di stringhe afferenti allo stesso quadro di sottocampo.

"x" numero complessivo di stringhe afferenti al medesimo inverter.



¹ Per il rifasamento di un impianto utilizzatore in presenza di un impianto fotovoltaico far riferimento all'appendice E del QT8 "Rifasamento e filtraggio delle armoniche negli impianti elettrici".

² I_{sc} è la corrente di corto circuito del modulo in condizioni di prova standard e la maggiorazione del 25% tiene conto di valori di irraggiamento superiori a 1 kW/m^2 (vedi cap.3).

4.1.2 Protezione delle stringhe contro la corrente inversa

In seguito ad ombreggiamento o guasti una stringa diventa passiva, assorbendo e dissipando la potenza elettrica generata dalle altre stringhe collegate in parallelo allo stesso inverter attraverso una corrente che attraversa la stringa in questione in senso inverso a quello di normale funzionamento, con possibili danni ai moduli.

Questi ultimi sono in grado di sopportare una corrente inversa compresa generalmente tra 2.5 e 3 I_{sc} (IEC TS 62257-7-1). Poiché con x stringhe in parallelo collegate allo stesso inverter la corrente massima inversa è pari a $I_{inv} = (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$, non è necessario proteggere le stringhe se $I_{inv} \leq 2.5 \cdot I_{sc}$ ossia $(x-1) \cdot 1.25 \leq 2.5 \Rightarrow x \leq 3$.

4.1.3 Comportamento dell'inverter

Il contributo al corto circuito lato continua dell'inverter può provenire dalla rete e dalla scarica dei condensatori interni all'inverter stesso.

La corrente dalla rete è dovuta ai diodi di ricircolo del ponte inverter che in tal caso agiscono da ponte raddrizzatore. Tale corrente è limitata dalle impedenze del trasformatore e degli induttori che fanno parte del circuito di uscita e dai fusibili di protezione dell'inverter sul lato c.a. scelti in modo da limitare gli effetti termici di eventuali guasti interni sui semiconduttori. Pertanto l' I^2t che potrà passare sarà quindi normalmente ridotto. Indicativamente un valore di corrente finale (condensatori interni completamente scarichi) di $10I_n$ può essere un valore limite superiore. Questa corrente è presente nel caso di inverter con isolamento galvanico a 50Hz, mentre è nulla nel caso di inverter senza trasformatore. Infatti questi inverter hanno normalmente un convertitore c.c./c.c. in ingresso per garantire il funzionamento su un range ampio della tensione del generatore fotovoltaico; tale convertitore, per sua tipologia costruttiva, comprende almeno un diodo di blocco che impedisce il contributo al corto circuito della corrente da rete.

La corrente di scarica dei condensatori è limitata dai cavi tra inverter e guasto e si esaurisce con andamento esponenziale: minore è l'impedenza del tratto di cavo, maggiore sarà la corrente iniziale, ma minore sarà la costante di tempo della scarica. L'energia che fluisce è limitata a quella inizialmente immagazzinata nel condensatore. Inoltre qualora in serie ad uno dei due poli vi sia un diodo di blocco o altro dispositivo simile, questo contributo al corto circuito è nullo.

³ I diodi di blocco possono essere utilizzati, ma non sono un sostituto delle protezioni da sovracorrenti (IEC TS 62257-7-1), poiché si considera la possibilità che il diodo di blocco non funzioni correttamente e sia cortocircuitato. Inoltre i diodi introducono una perdita di potenza per effetto della caduta di tensione sulla giunzione, perdita che può essere ridotta impiegando diodi Schottky con caduta di 0.4V anziché 0.7V dei diodi convenzionali. In ogni caso la tensione nominale inversa dei diodi deve essere $\geq 2 U_{oc}$ e la corrente nominale $\geq 1.25 I_{sc}$ (guida CEI 82-25).

In ogni caso il corto circuito lato c.c. causa un abbassarsi della tensione continua, l'inverter sicuramente si spegne e dovrebbe sconnettersi da rete. Normalmente i tempi di spegnimento dell'inverter sono dell'ordine di qualche millisecondo, mentre i tempi di sconnessione possono essere dell'ordine di qualche decina di millisecondi. Nell'intervallo tra lo spegnimento e la sconnessione, la rete può causare gli effetti sopra descritti, mentre i condensatori interni, se coinvolti, partecipano fino alla loro completa scarica.

Gli effetti sia della rete che dei condensatori interni sul cortocircuito sono unicamente di natura transitoria e solitamente non sono tali da condizionare il dimensionamento dei dispositivi di protezione, manovra e sezionamento posti sul lato c.c. Occorre però valutare caso per caso l'opportunità di tale scelta: in particolare una corrente di scarica dei condensatori molto elevata, associata a lunghe costanti di tempo, potrebbe obbligare ad aumentare il potere d'interruzione degli interruttori.

4.1.4 Scelta dei dispositivi di protezione

Per la protezione contro i cortocircuiti lato c.c., i dispositivi devono ovviamente essere idonei all'uso in c.c. ed avere una tensione nominale d'impiego U_e uguale o maggiore della massima tensione del generatore PV pari a $1.2 U_{oc}$ ⁴ (IEC TS 62257-7-1).

I dispositivi di protezione devono inoltre essere installati alla fine del circuito da proteggere procedendo dalle stringhe verso l'inverter, ovvero nei vari quadri di sottocampo ed inverter, poiché le correnti di corto circuito provengono dalle altre stringhe, ossia da valle e non da monte (IEC TS 62257-7-1).

Al fine di evitare interventi intempestivi nelle condizioni di ordinario funzionamento, i dispositivi di protezione posti nel quadro di sottocampo (dispositivo A della figura 4.1) devono avere una corrente nominale I_n ⁵:

$$I_n \geq 1.25 \cdot I_{sc} \quad [4.1]$$

Questi dispositivi devono proteggere:

- le singole stringhe contro la corrente inversa;
- il cavo⁶ di collegamento stringa-sottocampo (cavo 1 della figura 4.1) se quest'ultimo ha una portata inferiore alla corrente di corto circuito massima delle altre $x-1$ stringhe collegate allo stesso quadro inverter⁷, ossia se:

$$I_z < I_{cc2} = (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [4.2]$$

⁴ U_{oc} è la tensione a vuoto in uscita dalle stringhe (vedi cap.3)

⁵ Per interruttori termomagnetici la [4.1] diventa $I_{termica} \geq 1.25 \cdot I_{sc}$, mentre per interruttori solo magnetici $I_m \geq 1.25 \cdot I_{sc}$ per evitare surriscaldamenti degli interruttori stessi

⁶ Protezione solo da corto circuito poiché $I_z \geq 1.25 \cdot I_{sc}$

⁷ La corrente di corto circuito $I_{cc2} = 1.25 \cdot I_{sc}$ (fig. 4.1) è irrilevante, poiché il cavo di stringa ha una portata non inferiore a $1.25 \cdot I_{sc}$.

Ai fini della protezione della stringa, la corrente nominale del dispositivo di protezione (interruttore termomagnetico o fusibile) non deve essere superiore a quella indicata dal costruttore per la protezione dei moduli (paragrafo 4.1.2); qualora il costruttore non fornisca indicazioni si assume (IEC TS 62257-7-1):

$$1.25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \quad [4.3]$$

A fronte della semplicità di utilizzo dei fusibili, occorre tuttavia prestare attenzione nel dimensionamento e nella scelta di tali dispositivi, che oltre ad avere una corrente nominale data dalla relazione [4.3], dovrebbero possedere una caratteristica d'intervento di tipo gPV (IEC 60269-6), essere inseriti in appositi portafusibili ed in grado di dissipare la potenza sviluppata nelle peggiori condizioni di funzionamento. Ai fini della protezione del cavo di connessione, il dispositivo di protezione deve essere scelto in modo tale che sia soddisfatta la relazione seguente per ogni valore di corto circuito (CEI 64-8)⁸ fino ad un massimo di $(x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$:

$$(I^2t) \leq K^2 S^2 \quad [4.4]$$

Dove:

(I^2t) è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito (in A^2s);

K è una costante caratteristica del cavo dipendente dal tipo di conduttore e di isolante;

S è la sezione del cavo (in mm^2).

Il potere d'interruzione del dispositivo non deve essere inferiore alla corrente di corto circuito delle altre $x-1$ stringhe, ossia:

$$I_{cu} \geq (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [4.5]$$

I dispositivi posti nel quadro d'inverter devono proteggere da corto circuito i cavi di collegamento quadro di sottocampo-quadro d'inverter se questi hanno una portata inferiore a $I_{cc4} = (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ ⁹ (fig. 4.1). In tal caso i dispositivi devono soddisfare le relazioni [4.1] e [4.4], mentre il loro potere d'interruzione deve essere non inferiore alla corrente di corto circuito delle altre $x-y$ stringhe, ossia:

$$I_{cu} \geq (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [4.6]$$

Infine, il cavo di collegamento quadro d'inverter-inverter non deve essere protetto se la sua portata è scelta almeno pari a (CEI 64-8/7):

$$I_z \geq x \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [4.7]$$

⁸ Per interruttore solo magnetico occorre anche regolare la protezione ad un valore possibilmente uguale al valore I_z del cavo per determinare l'intervento del dispositivo quando la corrente di corto circuito supera la portata del cavo protetto. Inoltre è possibile utilizzare un interruttore solo magnetico se il numero di stringhe collegate allo stesso inverter è al massimo pari a 3, altrimenti per la protezione della stringa stessa è necessario un interruttore termomagnetico scelto secondo la 4.3.

⁹ La corrente di corto circuito $I_{cc3} = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ (fig. 4.1) è irrilevante, poiché il cavo di collegamento ha una portata non inferiore a $y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$.

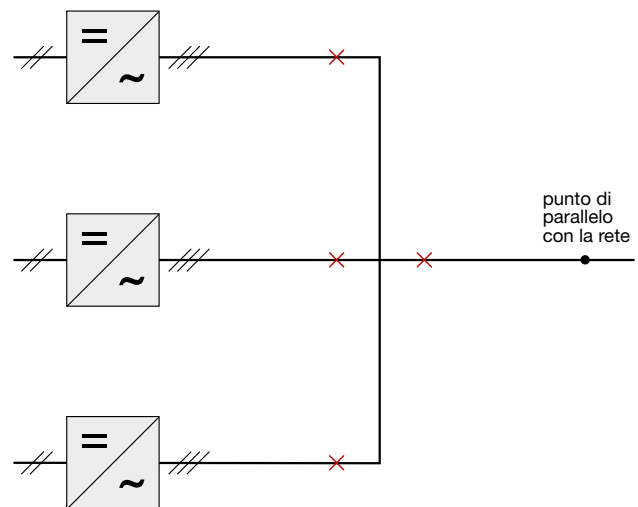
4.2 Protezione dalle sovracorrenti lato c.a.

Poiché il cavo che collega l'inverter al punto di parallelo con la rete è in genere dimensionato per avere una portata superiore alla massima corrente che può erogare l'inverter, non è necessaria la protezione da sovraccarico. Tuttavia il cavo deve essere protetto da corto circuito alimentato dalla rete¹⁰ mediante un dispositivo di protezione posto in prossimità del punto di parallelo con la rete.

Per proteggere tale cavo può essere utilizzato l'interruttore generale dell'impianto utilizzatore se l'energia specifica lasciata passare è sopportata dal cavo. Tuttavia l'intervento dell'interruttore generale pone fuori servizio l'intero impianto utilizzatore.

Negli impianti multi-inverter, (figura 4.2) la disposizione di una protezione per ogni linea consente, nel caso di guasto su un inverter, il funzionamento degli altri inverter, purché gli interruttori posti su ogni linea siano selettivi con l'interruttore generale.

Figura 4.2



4.3 Scelta dei dispositivi di manovra e sezionamento

È opportuna l'installazione di un dispositivo di sezionamento su ogni stringa, al fine di consentire interventi di verifica o manutenzione sulla stringa stessa, senza dover porre fuori servizio altre parti dell'impianto fotovoltaico (Guida CEI 82-25)¹¹.

¹⁰ In genere l'inverter limita la corrente in uscita ad un valore doppio della sua corrente nominale e si porta in stand-by in pochi decimi di secondo per intervento delle protezioni interne. Pertanto il contributo alla corrente di corto circuito dell'inverter è trascurabile rispetto al contributo della rete.

¹¹ Qualora si utilizzi un interruttore automatico la funzione di manovra e sezionamento è già inclusa.

L'inverter deve poter essere sezionato sia sul lato c.c., sia su quello c.a. per permettere la manutenzione escludendo entrambe le sorgenti di alimentazione (rete e generatore fotovoltaico) (CEI 64-8/7).

Sul lato c.c. dell'inverter deve essere installato un dispositivo di sezionamento azionabile sotto carico, quale un interruttore di manovra-sezionatore. Sul lato c.a. deve essere previsto un dispositivo di sezionamento generale. Può essere utilizzato il dispositivo di protezione installato nel punto di parallelo con la rete; se tale dispositivo non è in prossimità dell'inverter è preferibile l'installazione di un dispositivo di sezionamento subito a valle dell'inverter stesso.

4.4 La scelta degli SPD per la protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici: CEI 81-28 SPD

Gli impianti fotovoltaici, sempre più diffusi, richiedono molto spesso una protezione contro i fulmini, a causa della loro ubicazione, della loro delicatezza e del loro valore. La necessità di realizzare la protezione deve essere verificata effettuando la consueta analisi del rischio ampiamente descritta nelle norme CEI 81-10, parte 2. La particolarità di questa applicazione è tale per cui il CEI ha pensato di realizzare La Guida "Protezione contro i fulmini d'impianti fotovoltaici" di recentissima pubblicazione.

La Guida è in pratica l'applicazione della Norma CEI/EN 62305 agli impianti fotovoltaici e sostituisce la Specifica Tecnica CENELEC CLC/TS 50539-12 pubblicata dal CEI, in lingua inglese, nel marzo del 2011.

Finalmente avremo a disposizione un documento in Italiano, che oltre a fornire tutte le regole necessarie offre anche una serie di esempi pratici e numerici molto utili a chiarire dubbi.

Gli impianti fotovoltaici considerati sono sia quelli installati su edifici (in copertura, su facciata, parapetti, frangisole, ecc.) che quelli installati su strutture edilizie di altro tipo (ad esempio serre, pergole, tettoie, pensiline, barriere acustiche e strutture temporanee).

Lo scopo è definire quando e quali misure di protezione sono necessarie, dove e come devono essere installate.

L'impianto è progettato unicamente per proteggere:

- L'inverter, e le sue interfacce sui lati c.c. e c.a.
- Il generatore di corrente continua;
- Le apparecchiature per il controllo e il monitoraggio dell'impianto stesso.

La tensione di tenuta di tali apparecchiature deve essere dichiarata dal costruttore, tuttavia per tutti quei casi in cui non è facile reperire questa informazione, la guida fornisce alcuni dati indicativi che possono essere utilizzati con tranquillità perché rappresentano il minimo che le norme di prodotto richiedono:

	$U_{ocstc} \leq 213 \text{ V}$	$U_{ocstc} \leq 424 \text{ V}$	$U_{ocstc} \leq 849 \text{ V}$	$U_{ocstc} \leq 1500 \text{ V}$
Modulo PV	2.5 kV	4 kV	6 kV	8 kV
Inverter: interfaccia in c.c.		2.5 kV	4 kV	6 kV
Inverter: interfaccia in c.a.	4 kV			

Dove U_{ocstc} è la tensione a circuito aperto misurata in condizioni di prova normalizzate su un modulo fotovoltaico.

Inoltre i cablaggi da proteggere contro la fulminazione diretta sono:

- i cavi di alimentazione in c.a. dal quadro generale all'inverter;
- i cavi in c.c. dal generatore di c.c. fino all'inverter;
- i cavi di segnale che collegano i sensori alla centralina.

L'analisi del rischio secondo la norma CEI 62305-2 dimostra che, in queste applicazioni, il rischio di perdita di vite umane è sempre inferiore al rischio tollerabile, soprattutto per la limitata presenza di persone mentre, in tali strutture esiste sempre il rischio di perdite economiche che non sono solo legate al valore dei componenti dell'impianto, ma anche, soprattutto, per il mancato reddito a seguito di un fermo della produzione!

Quando il costo delle perdite è maggiore di quello delle misure di protezione è necessario l'impianto di protezione, ciò è molto verosimile in considerazione del forte impatto economico relativo alla mancata produzione.

Resto però ben inteso che solo il proprietario o il gestore dell'impianto definisce la frequenza di danno tollerabile, F_T .

Tale definizione non può prescindere dalle valutazioni economiche di cui sopra.

La guida fornisce, a titolo indicativo, un tipico intervallo di valori: si va da un danno ogni 20 anni ($F_T = 0,05$) ad un danno ogni 10 anni ($F_T = 0,1$).

Una volta definito e concordato il valore della frequenza di danno, la guida ci permette, basandosi sull'applicazione della norma CEI EN 62305-2, di selezionare e dimensionare le misure di protezione.

La guida considera separatamente il caso di impianti fotovoltaici installati su di un tetto da quelli installati a terra.

4.4.1 Impianti fotovoltaici sul tetto

Nel caso di impianti fotovoltaici sul tetto, la prima cosa da fare consiste nel calcolare l'area di captazione dell'edificio in modo da poter stabilire, seconda la norma CEI 62305-2, se esiste la necessità di installare un LPS¹².

Se non occorre installare un LPS, allora bisogna provvedere alla protezione della linea elettrica entrante, a meno che non ci troviamo in un'area urbana; la protezione si ottiene con SPD in classe di prova I con una I_{imp} di almeno 5 kA ed una I_n di almeno 15 kA; più attenzione merita la scelta del livello di protezione U_p : se gli SPD sono installati a meno di 10 metri dalle apparecchiature da proteggere devono solo tenere conto della lunghezza dei collegamenti secondo la relazione [4.8]:

$$U_p = U_{p/f} - \Delta U \leq 0.8 \times U_w - \Delta U \quad [4.8]$$

dove $U_{p/f}$ è il livello di protezione effettivo dell'SPD, U_p è il livello di protezione dell'SPD, U_w è la tenuta all'impulso dell'apparecchiatura da proteggere e $\Delta U = \Delta l \times 1$ kV/m è la caduta di tensione nei conduttori di collegamento dell'SPD verso i conduttori e la BB di lunghezza (Δl); tuttavia se gli SPD sono con intervento a innesco, $U_{p/f}$ è il maggiore tra i valori di U_p e ΔU .

Se invece le apparecchiature sono più lontane si può scegliere tra installare un SPD aggiuntivo in classe II coordinato in prossimità dell'apparecchiatura da proteggere oppure scegliere l'SPD in classe I visto sopra con un livello di protezione decisamente più basso secondo la relazione [4.9]:

$$U_p = U_{p/f} - \Delta U \leq 0.5 \times U_w - \Delta U \quad [4.9]$$

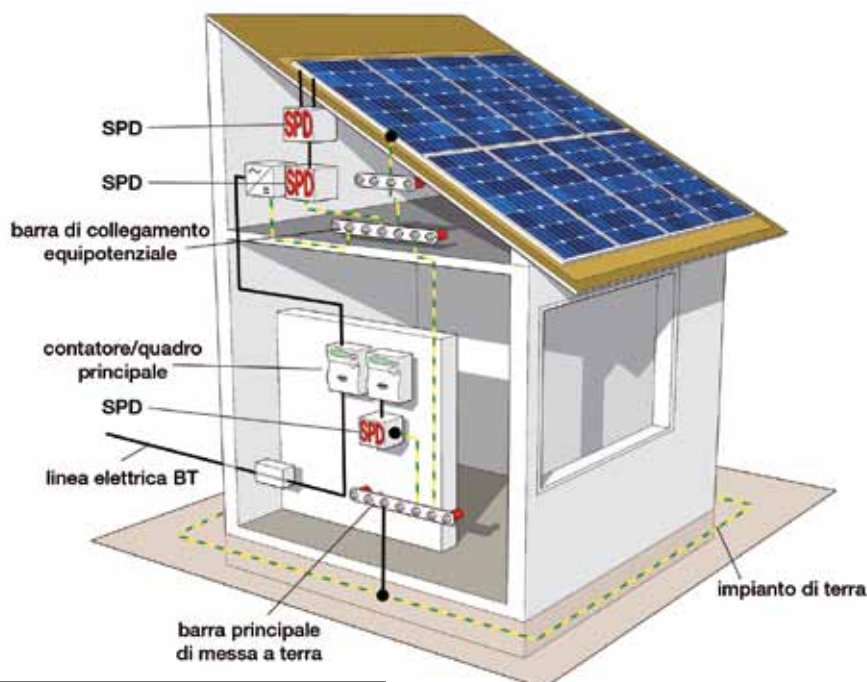
Successivamente occorre pensare anche alla protezione del cavo in cc che arriva dai moduli; la prima cosa da fare è un collegamento equipotenziale tra la struttura che sostiene i moduli PV e la barra equipotenziale situata in prossimità dell'inverter, questo collegamento deve stare il più possibile vicino al cavo cc per limitare la spirale.

La norma CEI EN 62305-4 permette di calcolare la tensione indotta in tale spirale e dimensionare di conseguenza gli SPD nel caso si superi il livello di tenuta. Il calcolo però può essere evitato installando sempre SPD in classe II in prossimità dei moduli da una parte e dell'inverter dall'altra.

Questi SPD in classe II dovranno avere una I_n di almeno 5 kA, il livello di protezione sarà invece stabilito come già fatto per la linea BT tenendo in considerazione la tenuta delle apparecchiature e le distanze.

Quanto sopra vale però solo nel caso, assai frequente, di moduli PV isolati, ma nel caso in cui essi siano collegati a terra non bastano più gli SPD in classe II, ma devono essere sostituiti con SPD in classe I la cui corrente I_{imp} va calcolata, come spiegato nelle norme, ripartendo la corrente del fulmine; il livello di protezione necessario invece non cambia.

Poi la guida prende in considerazione gli impianti PV installati sul tetto di un edificio dotato di LPS e fornisce tutti i criteri che sono analoghi a quelli appena visti, ma tengono in considerazione la necessità di coordinarsi con l'impianto LPS già presente.



¹² Lightning Protection System: è costituito dagli impianti di protezione sia esterni (captatori, calate e dispersori) che interni (misure di protezione per ridurre gli effetti elettromagnetici della corrente di fulmine che entra nella struttura da proteggere).

4.4.2. Impianti fotovoltaici a terra

Nella seconda parte della guida invece si tratta il caso di impianti PV a terra.

Gli impianti a terra sono generalmente piuttosto estesi e sono ubicati in zone rurali ed isolate.

Tipicamente sono alimentati da una linea trifase in media tensione, questa linea non è schermata e può essere lunga diversi chilometri.

La linea arriva ad un trasformatore MT/BT a valle del quale troviamo gli inverter, la cui tensione di tenuta in genere è pari a 4 kV; il PE è di solito è distribuito nello stesso cavo dei conduttori di fase.

Attenzione che spesso nell'impianto PV entra anche una linea di telecomunicazioni per il controllo e monitoraggio dell'impianto PV.

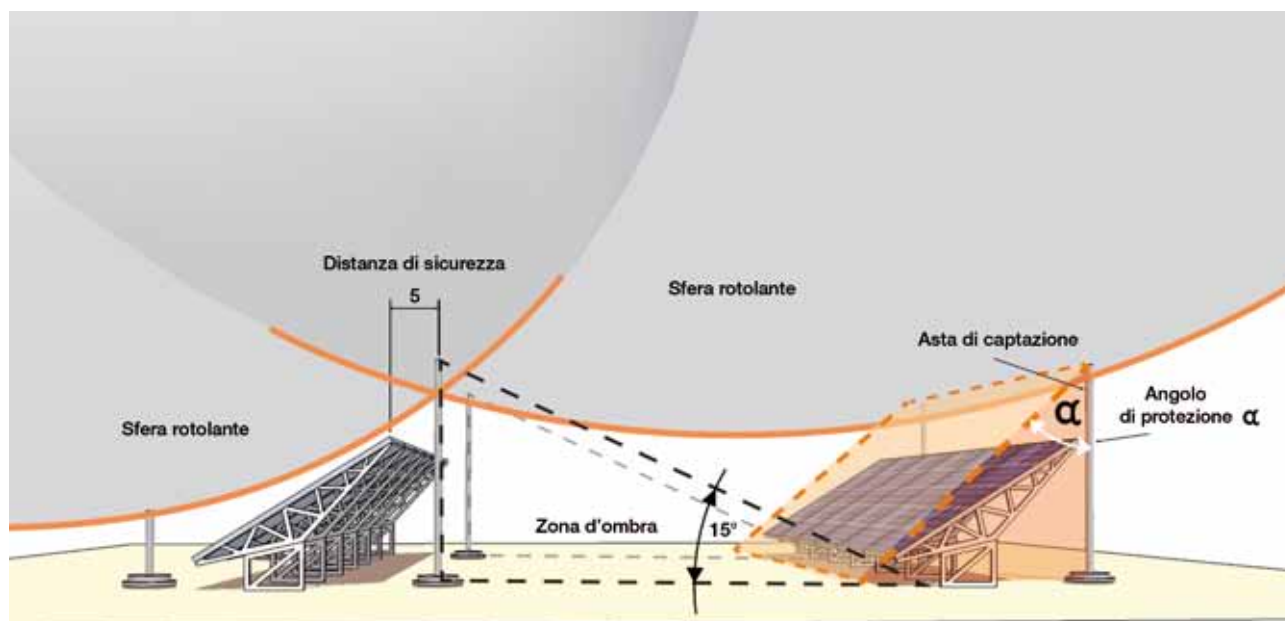
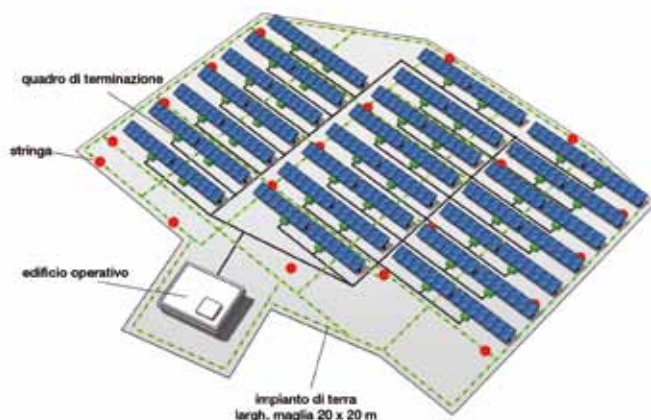
Prima di tutto, analogamente a quanto si fa per gli edifici, si valuta l'area di raccolta per determinare se la struttura è esposta o meno.

Nel caso in cui la struttura non sia esposta, occorre comunque proteggere le linee in cc seguendo gli stessi criteri visti per le strutture sul tetto.

Se invece la struttura è esposta, allora occorre realizzare un sistema LPS.

Un LPS di Classe IV o III (LPL III-IV, cioè corrente di fulmine pari a 100 kA, 10/350) è sufficiente.

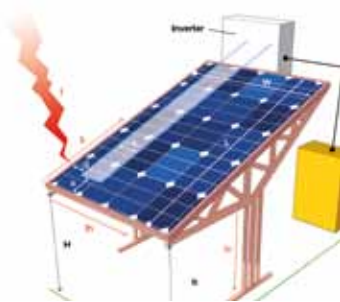
L'LPS può essere isolato dall'impianto PV:



I requisiti d'installazione di un LPS esterno sono riportati nella Norma CEI EN 62305-3.

Nell'impianto PV può essere presente un LPS naturale:

- il captatore è costituito dalla struttura metallica di supporto delle schiere PV.
- I pali di supporto e di ancoraggio al terreno della struttura metallica costituiscono le calate.
- Il dispersore è costituito dai pali di ancoraggio nel terreno, collegati, tipicamente, a uno o più dispersori orizzontali.



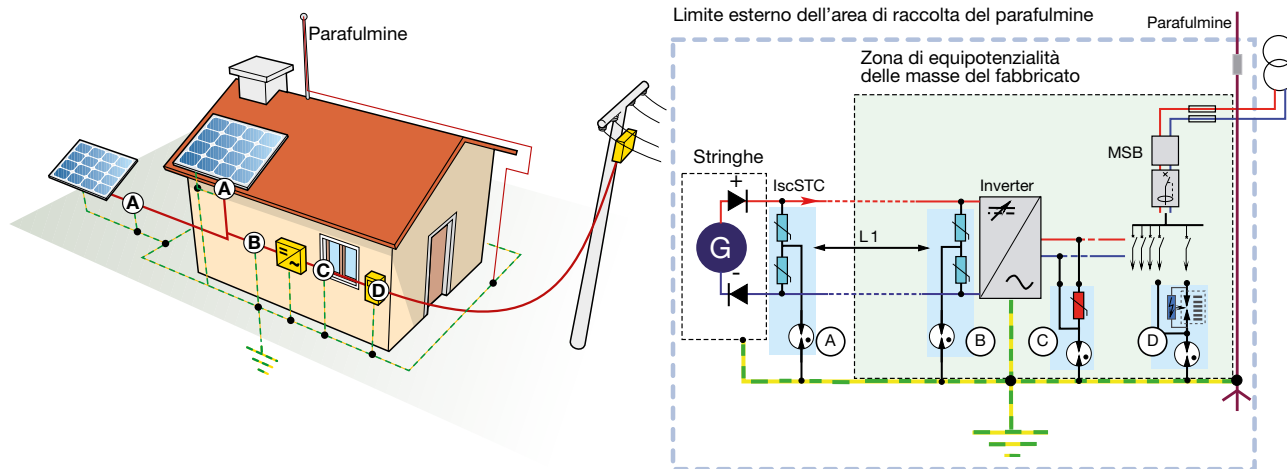
La linea elettrica BT in c.a. deve essere protetta con SPD di Classe di prova I con I_{limp} almeno 10 kA e I_n di almeno 15 kA per la U_p si può seguire lo stesso criterio visto nei casi precedenti.

Al termine della guida sono riportati esempi numerici applicativi che sono molto utili alla comprensione della metodologia proposta:

- Allegato A1.1 Impianto PV da 3kW sul tetto di un edificio di civile abitazione
- Allegato A1.2 Impianto PV da 20 kW sul tetto di un capannone industriale
- Allegato 2 Impianto PV a terra alimentato da una linea MT

Nelle figure sottostanti è rappresentata la struttura di un impianto fotovoltaico suddivisa in zone dalla A alla D e viene indicata la funzione di protezione svolta da un SPD se installato in ciascuna zona.

In assenza di una normativa internazionale specifica per la protezione dalle sovratensioni in impianti fotovoltaici, si raccomanda l'installazione di SPD testati secondo la guida UTE C 61740-51.



Zona	Descrizione	Funzione della protezione	Quando proteggere
A	Quadri di campo	Protezione dei moduli e delle stringhe dalle sovratensioni di origine atmosferica	Da prevedere se la distanza tra A e B è maggiore di 10 m
B	Inverter lato corrente continua	Protezione dell'inverter dalle sovratensioni di origine atmosferica	Da prevedere sempre
C	Inverter lato corrente alternata	Protezione dell'inverter dalle sovratensioni di origine atmosferica e di rete	Da prevedere se la distanza tra C e D è maggiore di 10 m
D	Origine impianto lato corrente alternata	Protezione dell'impianto elettrico dalle sovratensioni di origine atmosferica e di rete	Da prevedere sempre

¹⁶ U_0 è la tensione verso terra per sistemi TT e TN; se il sistema è IT deve essere $U_0 > 1.73 U_n$

¹⁷ U_{prot} è la somma del livello di protezione dello scaricatore U_p e della caduta di tensione dei collegamenti, che si può assumere pari a 1kV/m

5 Messa a terra e protezione dai contatti indiretti

5.1 Messa a terra

Il concetto di messa a terra applicato ad un sistema fotovoltaico può riguardare sia le masse (es. struttura metallica dei moduli) che il sistema elettrico di produzione (parti attive del sistema fotovoltaico es. le celle).

Un sistema fotovoltaico può essere connesso a terra solo se è separato galvanicamente (es. per mezzo di un trasformatore) dalla rete elettrica tramite trasformatore. Un sistema elettrico fotovoltaico di tipo isolato sembrerebbe apparentemente più sicuro per le persone che toccano una parte attiva; in realtà la resistenza di isolamento delle parti attive verso terra non è infinita e la persona è dunque attraversata da una corrente che si richiude attraverso tale resistenza.

Tale corrente aumenta con la tensione verso terra dell'impianto e con l'estensione dello stesso, poiché diminuisce la resistenza d'isolamento verso terra. Inoltre il fisiologico decadimento degli isolanti, con il passare del tempo e la presenza di umidità, riduce la resistenza di isolamento stessa.

Pertanto negli impianti molto estesi la corrente che attraversa una persona in contatto con la parte attiva può causare folgorazione e quindi il vantaggio dei sistemi isolati rispetto a quelli connessi a terra si presenta solamente nei piccoli impianti.

5.2 Impianti con trasformatore

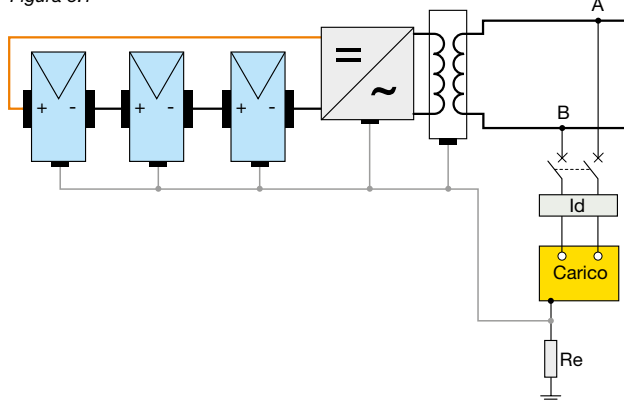
Negli impianti con trasformatore, oltre all'analisi del sistema fotovoltaico isolato o messo a terra, occorre differenziare le masse a monte ed a valle dello stesso¹ per la protezione dai contatti indiretti.

5.2.1 Masse a monte del trasformatore

5.2.1.1 Impianto con sistema IT

In questo tipo di impianto le parti attive risultano isolate da terra, mentre le masse sono connesse a terra² (fig. 5.1).

Figura 5.1



In questo caso la resistenza R_e di messa a terra delle masse deve soddisfare la condizione (CEI 64-8):

$$R_e \leq \frac{120}{I_d} \quad [5.1]$$

Dove I_d è la corrente di primo guasto a terra, non nota a priori ma generalmente molto piccola negli impianti di dimensioni modeste. Di conseguenza la resistenza di terra R_e dell'impianto utilizzatore, dimensionata per un guasto in rete, soddisfa solitamente la relazione [5.1]. Nel caso di doppio guasto a terra, essendo il generatore fotovoltaico un generatore di corrente, la tensione assunta dalle masse interconnesse deve essere inferiore a:

$$I_{cc} \cdot R_{eqp} \leq 120V \quad [5.2]$$

Dove I_{cc} è la corrente di corto circuito delle celle interessate, mentre R_{eqp} è la resistenza del conduttore che collega tra loro le masse affette da guasto.

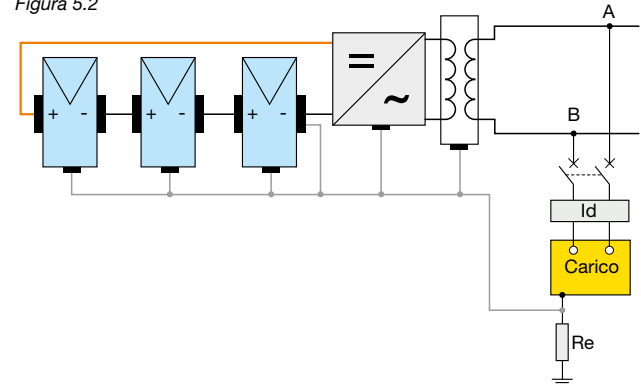
Se ad esempio $R_{eqp} = 1\Omega$ (valore ipotizzato per eccesso), la [5.2] è soddisfatta per I_{cc} non superiore a 120A, il che è usuale negli impianti di modeste dimensioni; la tensione di contatto nell'eventualità di un secondo guasto a terra non risulta quindi pericolosa. Nei grandi impianti, occorre invece ridurre entro limiti ammissibili la probabilità che si verifichi un secondo guasto a terra, eliminando il primo guasto a terra rilevato dal controllore di isolamento (presente nell'inverter o esterno).

5.2.1.2 Impianto con sistema TN

In questo tipo di impianto le parti attive e le masse sono connesse allo stesso impianto di terra (impianto di terra dell'impianto utilizzatore).

In tal modo si è in presenza di un sistema TN lato continua (fig. 5.2).

Figura 5.2



¹ In questo caso monte e valle sono riferiti al senso dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico.

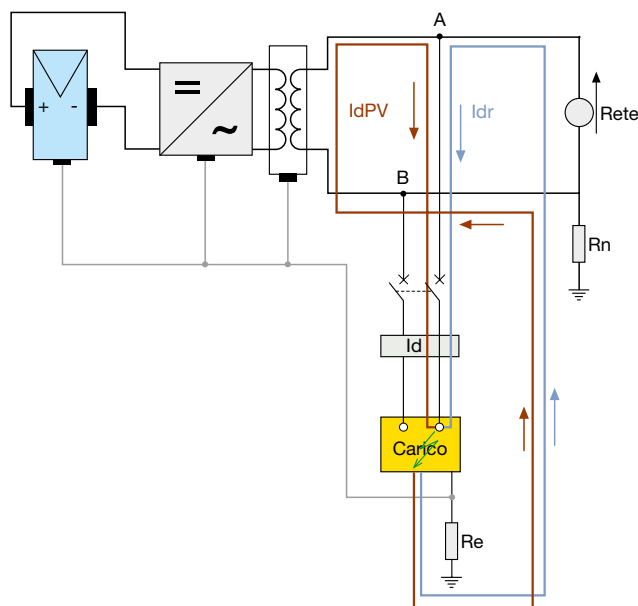
² Per ragioni di sicurezza l'impianto di terra del sistema fotovoltaico risulta essere in comune quello dell'utilizzatore. Tuttavia se si vuole che il dispositivo di controllo dell'isolamento dell'inverter funzioni, per monitorare il generatore PV occorre collegare a terra le cornici e/o le strutture di supporto dei moduli anche se di classe II.

In presenza di un guasto a terra si ha un corto circuito come negli usuali sistemi TN, ma tale corrente può non essere rilevata dai dispositivi di massima corrente perché la caratteristica dei sistemi fotovoltaici è quella di generare correnti di guasto con valori non molto superiori alla corrente nominale. Pertanto, sulla pericolosità di tale guasto, valgono le considerazioni relative al secondo guasto per un impianto IT del paragrafo precedente³.

5.2.2 Masse a valle del trasformatore

Prendiamo in considerazione il sistema rete-utente di tipo TT. Le masse facenti parti dell'impianto utilizzatore protette tramite interruttore differenziale posto agli inizi dell'impianto utilizzatore stesso (fig. 5.3), risultano protette sia nei confronti della rete, sia del generatore fotovoltaico.

Figura 5.3



Non può essere presente una massa tra il punto di parallelo A-B e la rete, poiché verrebbe meno la condizione normativa che tutte le masse in un impianto utilizzatore in un sistema TT devono essere protette mediante un interruttore differenziale.

Per le masse a monte del parallelo A-B, quali ad esempio la massa del trasformatore o dell'inverter se il trasformatore è incorporato, occorre interporre un differenziale⁴

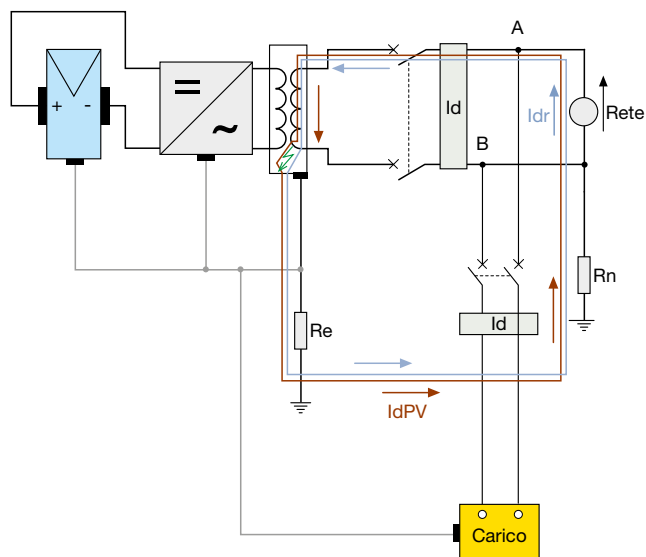
³ La norma CEI 64-8/7 raccomanda che tutto l'impianto lato c.c. (inclusi quadri, cavi e morsettiere) sia realizzato mediante dispositivi in classe di isolamento II o isolamento equivalente. Tuttavia, se si vuole che il dispositivo di controllo dell'isolamento dell'inverter funzioni, per monitorare il generatore PV, occorre collegare a terra le cornici e/o le strutture di sostegno dei moduli anche se di classe II.

⁴ La corrente differenziale nominale deve essere coordinata con la resistenza di terra R_e , secondo l'usuale relazione dei sistemi TT:

$$R_e \leq \frac{50}{I_{dn}}$$

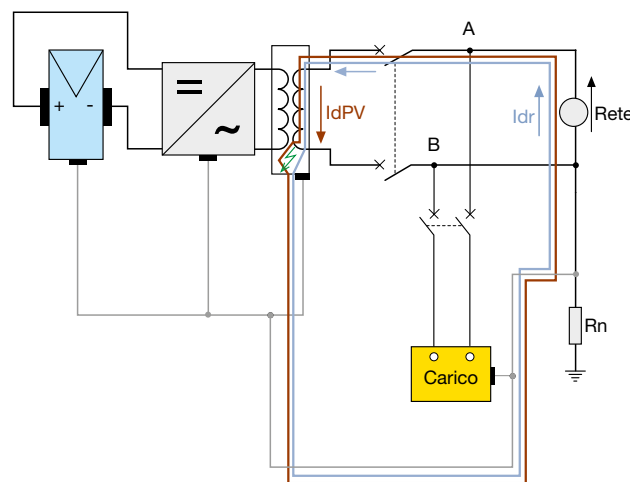
come in figura 5.4 il quale rileva le correnti di dispersione provenienti sia dalla rete che dal generatore fotovoltaico. Quando il differenziale interviene per corrente di guasto a terra, l'inverter va in stand-by per mancanza di tensione di rete.

Figura 5.4



Se invece il sistema rete-utente fosse di tipo TN, per entrambe le possibilità di alimentazione, cioè dalla rete o dal generatore fotovoltaico, non sono necessari gli interruttori differenziali purché la corrente di guasto lato alternata determini l'intervento dei dispositivi di sovracorrente entro i tempi prescritti dalla norma (fig.5.5).

Figura 5.5



5.3 Impianti senza trasformatore

In assenza del trasformatore di separazione tra l'impianto fotovoltaico e la rete, l'impianto fotovoltaico stesso dovrà essere isolato da terra nelle sue parti attive e diventa un'estensione della rete di alimentazione, la quale ha in genere un punto di messa a terra (sistema TT o TN). Per le masse dell'impianto utilizzatore ed a monte del parallelo A-B continua concettualmente a valere quanto descritto nel paragrafo 5.2.2.

Sul lato c.c. un guasto a terra sulle masse, determina l'intervento dell'interruttore differenziale posto a valle dell'inverter (fig. 5.6). Dopo l'intervento del differenziale, l'inverter va in stand-by per mancanza di tensione di rete ed il guasto resta comunque alimentato dal generatore fotovoltaico.

Essendo il sistema fotovoltaico di tipo IT vale quanto indicato nel paragrafo 5.2.1.1.

Per guasti a terra lato c.c. e sulle masse a monte del parallelo A-B, l'interruttore differenziale a valle dell'inverter è attraversato da una corrente differenziale che non è alternata.

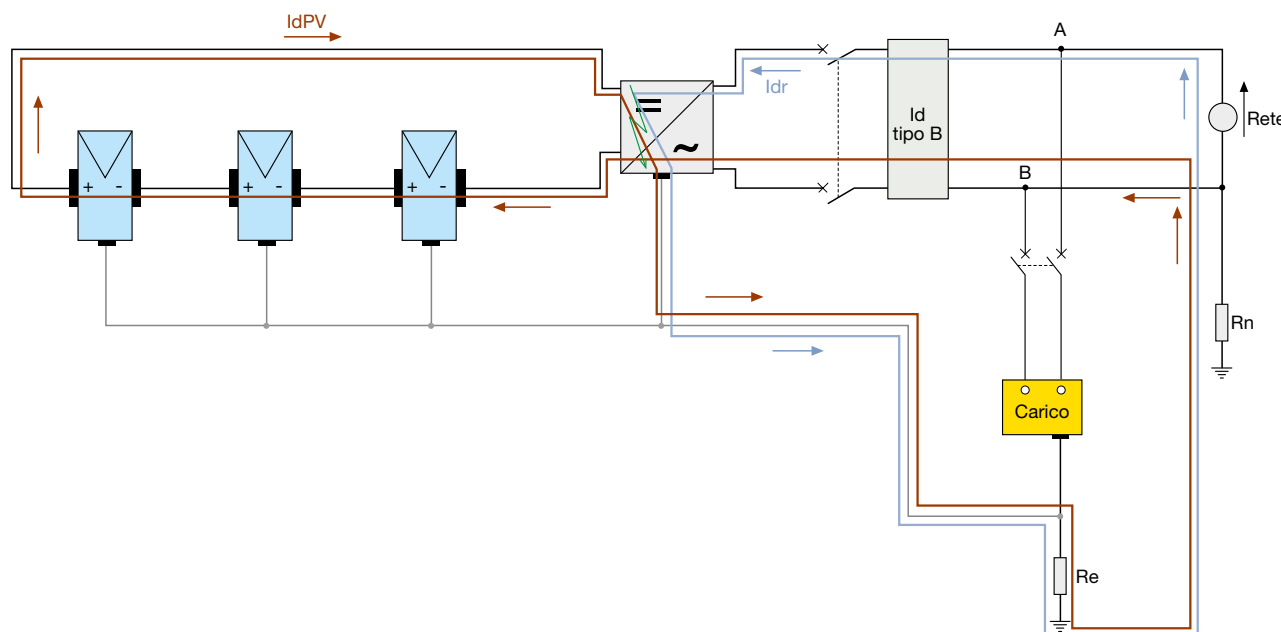
Pertanto tale dispositivo deve essere di tipo B⁵, a meno che l'inverter sia per costruzione tale da non iniettare correnti continue di guasto a terra (CEI 64-8/7)⁶.

⁵ Il differenziale di tipo B è in grado di rilevare le seguenti tipologie di correnti di guasto a terra:

- alternata (anche a frequenze maggiori di quella di rete, es. fino a 1000 Hz);
- pulsante unidirezionale;
- continua.

⁶ La norma CEI EN 62040-1 prescrive che la protezione contro i guasti a terra degli UPS (i quali incorporano un inverter) sia effettuata tramite dispositivi a corrente differenziale di tipo B (per UPS trifase) e di tipo A (per UPS monofase), qualora il progetto dell'UPS preveda che sia possibile una corrente di guasto verso terra con componenti in corrente continua.

Figura 5.6



6 Soluzioni ABB per applicazioni fotovoltaiche

6.1 Interruttori scatolati ed aperti

ABB offre le seguenti tipologie di interruttori automatici e interruttori di manovra-sezionatori scatolati ed aperti per la protezione contro le sovracorrenti ed il sezionamento degli impianti fotovoltaici sia nella sezione continua che alternata.

6.1.1 Interruttori automatici scatolati per corrente alternata Tmax T

Gli interruttori scatolati TmaxT, conformi alla IEC 60947-2, hanno un campo di applicazione da 1A a 1600A, una tensione nominale d'impiego di 690V e poteri d'interruzione da 16kA a 200kA (a 380/415Vc.a.).

Per la protezione della sezione alternata degli impianti fotovoltaici sono disponibili:

- l'interruttore T1B 1p equipaggiato con sganciatori termomagnetici TMF con soglie termica e magnetica fisse ($I_3 = 10 \times I_n$);
- gli interruttori T1, T2, T3 e T4 (fino a 50A) equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMD con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica fissa ($I_3 = 10 \times I_n$);
- gli interruttori T4, T5 e T6 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMA con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica regolabile ($I_3 = 5..10 \times I_n$);
- l'interruttore T2 con sganciatore elettronico PR221DS;
- gli interruttori T4, T5 e T6 con sganciatori elettronici PR221DS, PR222DS e PR223DS;
- l'interruttore T7 equipaggiato con sganciatori elettronici PR231/P, PR232/P, PR331/P e PR332/P, disponibile nelle due versioni con comando manuale o comando motorizzato ad accumulo d'energia.

	T1 P	T1	T2				T3	T4				T5				T6				T7										
Corrente ininterrotta nominale Iu [A]	160	160	160				250	250/320				400/630				630/800/1000				800/1000 1250/1600										
Poli [Nr.]	1	3/4	3/4				3/4	3/4				3/4				3/4				3/4										
Tensione nominale d'impiego Ue [V (AC) 50-60 Hz]	240	690	690				690	690				690				690				690										
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp [kV]	8	8	8				8	8				8				8				8										
Tensione nominale d'isolamento Ui [V]	500	800	800				800	1000				1000				1000				1000										
Tensione di prova a frequenza industriale per 1min. [V]	3000	3000	3000				3000	3500				3500				3500				3500										
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito Icu	B	B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S	N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	S	H	L	V ⁽³⁾
(AC) 220-230V 50-60Hz [kA]	25*	25	40	50	25	40	65	85	100	120	50	85	70	85	100	200	200	70	85	100	200	200	70	85	100	200	85	100	200	200
(AC) 380-400-415V 50-60Hz [kA]	-	16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	36	50	70	120	200	36	50	70	120	200	36	50	70	100	50	70	120	150
(AC) 440V 50-60Hz [kA]	-	10	15	22	10	15	30	45	55	75	25	40	30	40	65	100	180	30	40	65	100	180	30	45	50	80	50	65	100	130
(AC) 500V 50-60Hz [kA]	-	8	10	15	8	10	25	30	36	50	20	30	25	30	50	85	150	25	30	50	85	150	25	35	50	65	50	50	85	100
(AC) 690V 50-60Hz [kA]	-	3	4	6	3	4	6	7	8	10	5	8	20	25	40	70	80	20	25	40	70	80	20	22	25	30	30	42	50	60
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)	A	A		A				A	A				B (400A) ⁽¹⁾ - A (630A)				B (630A-800A) ⁽²⁾ A (1000A)				B ⁽³⁾									
Attitudini al sezionamento	■	■		■				■	■				■				■				■									
Sganciatori:																														
termomagnetico T fisso, M fisso TMF	■	-		-				-	-				-				-				-									
T regolabile, M fisso TMD	-	■		■				■	■ (fino a 50A)				-				-				-									
T regolabile, M regolabile (5...10 x In) TMA	-	-		-				-	■ (fino a 250A)				■ (fino a 500A)				■ (fino a 800A)				-									
solo magnetico MA	-	-		■ (MF fino a 12.5A)				■	■				-				-				-									
elettronico																														
PR221DS	-	-		■				-	■				■				■				-									
PR222DS	-	-		-				-	■				■				■				-									
PR223DS	-	-		-				-	■				■				■				-									
PR231/P	-	-		-				-	-				-				-				■									
PR232/P	-	-		-				-	-				-				-				■									
PR331/P	-	-		-				-	-				-				-				■									
PR332/P	-	-		-				-	-				-				-				■									
Intercambiabilità	-	-		-				-	■				■				■				■									
Esecuzioni	F	F		F-P				F-P	F-P-W				F-P-W				F-W				F-W									

* Il potere d'interruzione per le tarature In=16A e In=20A è 16kA

⁽¹⁾ Icw = 5kA

⁽²⁾ Icw = 7.6kA (630A) - 10kA (800A)

⁽³⁾ Solo per T7 800/1000/1250A

⁽⁴⁾ Icw = 20kA (versione S,H,L) - 15kA (versione V)

6.1.2 Nuova gamma Interruttori automatici scatolati SACE Tmax XT

ABB offre inoltre la nuova gamma di interruttori scatolati SACE Tmax XT fino a 250A.

Per la protezione della sezione alternata degli impianti fotovoltaici sono disponibili:

- gli interruttori XT1 160 e XT3 250 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMD con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica fissa ($I_3 = 10 \times I_n$);

- gli interruttori XT2 160 e XT4 250 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMA (per $I_n \geq 40A$) con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica I_3 regolabile tra $8..10 \times I_n$ per 40A, tra $6..10 \times I_n$ per 50A e tra $5..10 \times I_n$ per $I_n \geq 63A$, oppure con sganciatori elettronici Ekip anche a neutro maggiorato 160%.

		XT1					XT2					XT3		XT4				
Taglia	[A]	160					160					250		160/250				
Poli	[Nr.]	3/4					3/4					3/4		3/4				
Tensione nominale d'impiego U_e	[V] (AC) 50-60 Hz	690					690					690		690				
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp}	[kV]	8					8					8		8				
Tensione nominale d'isolamento U_i	[V]	800					1000					800		1000				
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu}		B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	H	L	V
(AC) 240V 50-60Hz	[kA]	25	40	65	85	100	65	85	100	150	200	50	85	65	85	100	150	200
(AC) 380V 50-60Hz	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	200	36	50	36	50	70	120	150
(AC) 415V 50-60Hz	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	150
(AC) 440V 50-60Hz	[kA]	15	25	36	50	65	36	50	65	100	150	25	40	36	50	65	100	150
(AC) 500V 50-60Hz	[kA]	8	18	30	36	50	30	36	50	60	70	20	30	30	36	50	60	70
(AC) 525V 50-60Hz	[kA]	6	8	22	35	35	20	25	30	36	50	13	20	20	25	45	50	50
(AC) 690V 50-60Hz	[kA]	3	4	6	8	10	10	12	15	18	20	5	8	10	12	15	20	25 (90) ⁽¹⁾
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		A					A					A		A				
Attitudine al sezionamento		■					■					■		■				
Sganciatori: termomagnetico		■					■ (fino a 32A)					■		■ (fino a 32A)				
T regolabile, M fisso	TMD	■					■ (fino a 32A)					■		■ (fino a 32A)				
T regolabile, M regolabile	TMA	-					■					-		■				
solo magnetico	MF/MA	-					■					■		■				
elettronico Ekip		-					■					-		■				
Intercambiabilità		-					■					-		■				
Esecuzioni		F-P					F-P-W					F-P		F-P-W				

⁽¹⁾ 90 kA @ 690 V solo per XT4 160A.
Disponibile a breve, chiedere ad ABB Sace.



6.1.3 Interruttori automatici scatolati per impiego fino a 1150V c.a.

Nel panorama delle proposte Tmax T si inserisce anche la gamma di interruttori automatici T4, T5 e T6 per applicazioni in corrente alternata fino a 1150V.

Gli interruttori sono disponibili in versione tripolare e tetrapolare con sganciatori termomagnetici TMD o TMA

oppure con sganciatori elettronici PR221DS, PR222DS e PR223DS.

Sono disponibili in esecuzione fissa, rimovibile ed estraibile (per le quali è obbligatorio l'impiego delle parti fisse 1000V alimentabili solamente dai terminali superiori) e sono compatibili con tutti gli accessori eccetto il differenziale.

Interruttori T4-T5 per impiego fino a 1150V c.a. e interruttori T6 per impiego fino a 1000V c.a.

		T4		T5		T6
Corrente ininterrotta nominale I _n	[A]	250		400/630		630/800
Poli		3/4		3/4		3/4
Tensione nominale d'impiego U _e	[V]	1000	1150	1000	1150	1000
Tensione nominale di tenuta all'impulso U _{imp}	[kV]	8		8		8
Tensione nominale d'isolamento U _i	[V]	1000	1150	1000	1150	1000
Tensione di prova a frequenza industriale per 1min.	[V]	3500		3500		3500
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I _{cu}		L	V ⁽¹⁾	L	V ⁽¹⁾	L ⁽¹⁾
(AC) 1000V 50-60Hz	[kA]	12	20	12	20	12
(AC) 1150V 50-60Hz	[kA]	-	12	-	12	-
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		A		B (400A) ⁽²⁾ - A (630A)		B ⁽³⁾
Attitudine al sezionamento		■		■		■
Sganciatori: termomagnetico						
T regolabile, M fisso	TMD		■			
T regolabile, M regolabile (5..10 x I _n)	TMA		■		■	■
elettronico						
PR221DS		■	■	■	■	■
PR222DS		■	■	■	■	■
Esecuzioni		F-P-W	F	F-P-W ⁽⁴⁾	F	F ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Alimentazione solo dall'alto

⁽²⁾ I_{cw} = 5kA

⁽³⁾ I_{cw} = 7.6 kA (630A) - 10kA (800A)

⁽⁴⁾ Tmax T5 630 è disponibile solo in esecuzione fissa

⁽⁵⁾ Per T6 estraibile chiedere ad ABB SACE

Correnti nominali disponibili sugli interruttori scatolati Tmax T con le tipologie di sganciatori elettronici

	I _n [A]	10	25	63	100	160	250	320	400	630	800	1000	1250	1600
PR221DS	T2	■	■	■	■	■								
	T4				■	■	■	■						
	T5							■	■	■				
	T6									■	■	■		
PR222DS/P	T4				■	■	■	■						
PR222DS/PD	T5							■	■	■				
PR223DS	T6									■	■	■		
PR231/P PR232/P PR331/P PR332/P	T7								■	■	■	■	■	■

Correnti nominali disponibili sugli interruttori scatolati Tmax T con le tipologie di sganciatori termomagnetici

In [A]	T1 1P 160	T1 160	T2 160			T3 250		T4 250-320			T5 400-630	T6 630-800
	TMF	TMD	TMD	MF	MA	TMD	MA	TMD	TMA	MA	TMA	TMA
1				■								
1,6			■	■								
2			■	■								
2,5			■	■								
3,2			■	■								
4			■	■								
5			■	■								
6,3			■									
6,5				■								
8			■	■								
8,5				■								
10			■							■		
11				■								
12,5			■	■								
16	■	■	■									
20	■	■	■		■			■				
25	■	■	■							■		
32	■	■	■		■			■				
40	■	■	■									
50	■	■	■					■				
52					■					■		
63	■	■	■			■						
80	■	■	■		■	■			■	■		
100	■	■	■		■	■	■		■	■		
125	■	■	■			■	■		■	■		
160	■	■	■			■	■		■	■		
200						■	■		■	■		
250						■			■			
320											■	
400											■	
500											■	
630												■
800												■

MF sganciatore solo magnetico con soglia fissa
 MA sganciatore solo magnetico con soglia regolabile
 TMF sganciatore termomagnetico con soglia termica e magnetica fisse
 TMD sganciatore termomagnetico con soglia termica regolabile e magnetica fissa
 TMA sganciatore termomagnetico con soglie termica e magnetica regolabili

Correnti nominali disponibili sugli interruttori scatolati SACE Tmax XT con lo sganciatore elettronico Ekip

Ekip	In [A]	10	25	40	63	100	160	250
	XT2		■	■		■	■	■
XT4				■	■	■	■	■

Correnti nominali disponibili sugli interruttori scatolati SACE Tmax XT con le tipologie di sganciatori termomagnetici

In [A]	XT1 160	XT2 160			XT3 250		XT4 160-250	
	TMD	TMD/TMA	MF	MA	TMD	MA	TMD/TMA	MA
1			■					
1,6		■						
2		■	■					
2,5		■						
3,2		■						
4		■	■					
5		■						
6,3		■						
8		■						
8,5			■					
10		■						■
12,5		■	■					■
16	■	■					■	
20	■	■		■			■	■
25	■	■					■	■
32	■	■		■			■	■
40	■	■					■	
50	■	■					■	
52				■				■
63	■	■			■		■	
80	■	■		■	■		■	■
100	■	■		■	■	■	■	■
125	■	■			■	■	■	■
160	■	■			■	■	■	■
200					■	■	■	■
225								
250					■		■	

MF sganciatore solo magnetico con soglia fissa

MA sganciatore solo magnetico con soglia regolabile

TMD sganciatore termomagnetico con soglia termica regolabile e magnetica fissa

TMA sganciatore termomagnetico con soglie termica e magnetica regolabili

6.1.4 Interruttori di manovra sezionatori scatolati Tmax T e SACE Tmax XT

I sezionatori Tmax T e SACE Tmax XT derivano dai corrispondenti interruttori automatici e differiscono solamente per l'assenza degli sganciatori di protezione.

La funzione principale svolta da questi apparecchi consiste nel sezionamento del circuito in cui sono inseriti.

Difatti, una volta aperti, i contatti si trovano ad una distanza tale da impedire l'innesco di un arco elettrico, rispet-

tando le prescrizioni normative relativamente all'attitudine al sezionamento. La posizione della leva di comando corrisponde con certezza a quella dei contatti (manovra positiva). Ogni interruttore di manovra-sezionatore deve essere protetto a monte da un dispositivo coordinato che lo salvaguardi dai corto circuiti. L'interruttore automatico Tmax T e SACE Tmax XT che può svolgere tale funzione è sempre di taglia corrispondente o inferiore a quella dell'interruttore di manovra-sezionatore in questione.

		T1D	T3D	T4D	T5D	T6D	T7D
Corrente termica convenzionale I_{th}	[A]	160	250	250/320	400/630	630/800/1000 ⁽¹⁾	1000/1250/1600
Corrente d'impiego nominale in categoria AC22 I_e	[A]	160	250	250/320	400/630	630/800/1000	1000/1250/1600
Corrente d'impiego nominale in categoria AC23 I_e	[A]	125	200	250	400	630/800/800	1000/1250/1250
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Tensione nominale d'impiego U_e	[V] (AC) 50-60 Hz	690	690	690	690	690	690
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp}	[kV]	8	8	8	8	8	8
Tensione nominale d'isolamento U_i	[V]	800	800	800	800	1000	1000
Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min.	[V]	3000	3000	3500	3500	3500	3500
Corrente di breve durata ammissibile nominale per 1s I_{cw}	[kA]	2	3,6	3,6	6	15	20
Norma di riferimento		IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3
Esecuzioni		F	F-P	F-P-W	F-P-W	F-W	F-W

⁽¹⁾ Versione estraibile non disponibile per T6 1000A

		XT1D	XT3D	XT4D
Corrente termica convenzionale I_{th}	[A]	160	250	250
Corrente d'impiego nominale in categoria AC22 I_e	[A]	160	250	250
Corrente d'impiego nominale in categoria AC23 I_e	[A]	125	200	200
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4
Tensione nominale d'impiego U_e	[V] (AC) 50-60 Hz	690	690	690
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp}	[kV]	8	8	8
Tensione nominale d'isolamento U_i	[V]	800	800	800
Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min.	[V]	3000	3000	3000
Corrente di breve durata ammissibile nominale per 1s I_{cw}	[kA]	2	3,6	3,6
Norma di riferimento		IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3
Esecuzioni		F-P	F-P	F-P-W



6.1.5 Interruttori automatici aperti per corrente alternata

Gli interruttori automatici aperti della serie Emax E1..E6, conformi alla norma IEC 60947-2, hanno un campo di applicazione da 400A a 6300A, poteri d'interruzione da 42kA a 150kA @ 400V e sono equipaggiati con gli sganciatori elettronici PR121/P, PR122/P e PR123/P.

Gli interruttori automatici Emax X1, con un campo di applicazione da 400A a 1600A, poteri d'interruzione da 42KA a 150kA @ 400V ed equipaggiati con gli sganciatori elettronici PR331/P, PR332/P e PR333/P.

		E1		E2				E3				E4			E6		X1				
Tensione nominale d'impiego Ue	[V]	690		690				690				690			690		690				
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12		12				12				12			12		12				
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V]	1000		1000				1000				1000			1000		1000				
Poli	[Nr.]	3/4		3/4				3/4				3/4			3/4		3/4				
Corrente ininterrotta nominale Iu		B	N	B	N	S	L	N	S	H	V	L	S	H	V	H	V	B	N	L	
	[A]	800	800	1600	1000	800	1250	2500	1000	800	800	2000	4000	3200	3200	4000	3200	630	630	630	
	[A]	1000	1000	2000	1250	1000	1600	3200	1250	1000	1250	2500		4000	4000	5000	4000	800	800	800	
	[A]	1250	1250		1600	1250			1600	1250	1600					6300	5000	1000	1000	1000	
	[A]	1600	1600		2000	1600			2000	1600	2000						6300	1250	1250	1250	
	[A]					2000			2500	2000	2500								1600	1600	
	[A]								3200	2500	3200										
[A]									3200												
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito Icu																					
220-230-380-400-415V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	85	130	65	75	100	130	130	75	100	150	100	150	42	65	150	
440V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	85	110	65	75	100	130	110	75	100	150	100	150	42	65	130	
500V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	55	65	85	65	75	100	100	85	75	100	130	100	130	42	55	100	
690V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	55	65	85	65	75	85(*)	100	85	75	85(*)	100	100	100	42	55	60	
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) Icw	[kA]	42	50	42	55	65	10	65	75	75	85	15	75	100	100	100	100	42	42	15	
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	A	B	B	B	B	A	B	B	B	B	B	B	B	A	
Attitudine al sezionamento		■		■				■					■			■		■		■	
Esecuzioni		F-W		F-W				F-W					F-W			F-W		F-W		F-W	

(*) La protezione a 600V è pari a 100kA

6.1.6 Nuovi interruttori automatici aperti per corrente alternata

ABB offre la nuova gamma di interruttori aperti SACE Emax 2 fino a 6300A. In grado di controllare efficacemente l'impianto elettrico, in modo semplice e con il minimo impatto energetico, i nuovi SACE Emax 2 rappresentano l'evoluzione dell'interruttore in un Power Manager. La gamma è composta da 4 taglie: E1.2, E2.2, E4.2, E6.2, che consentono di realizzare quadri di dimensioni compatte ed elevate prestazioni, con sbarre di lunghezza e sezione ridotta.

Gli sganciatori di protezione, le connessioni ausiliarie ed i principali accessori sono comuni su tutta la gamma, per semplificare la progettazione e l'installazione. Inoltre le taglie da E2.2 a E6.2 presentano la stessa altezza e profondità.

In particolare:

- E1.2 offre 1600A con Icu fino a 66kA e Icw di 50kA per 1s, in una struttura estremamente compatta. Offre la robustezza di SACE Emax in dimensioni ridotte e consente in versione tripolare e tetrapolare di realizzare quadri da 66kA su colonne da 400mm, indispensabile dove è fondamentale ridurre gli ingombri, tipicamente negli impianti navali ed offshore;
- E2.2 consente di ottenere portate fino a 2500A in quadri di larghezza 400mm per le versioni tripolari, con Icu fino a 100kA e Icw fino a 85kA per 1s;
- E4.2 è il nuovo interruttore da 4000A, pensato per sopportare correnti elevate e Icw di 100kA senza necessità di particolari accorgimenti;
- E6.2 è al vertice della gamma con Icu fino a 200kA ed una struttura che permette di raggiungere 6300A in quadro anche situazioni d'installazione complesse.

Dati comuni		
Tensione nominale di impiego Ue	[V]	690
Tensione nominale di isolamento Ui	[V]	1000
Tensione nominale di tenuta ad impulso Uimp	[kV]	12
Frequenza	[Hz]	50 - 60
Numero poli		3 - 4
Esecuzione		Fissa - Estraibile
Attitudine al sezionamento		IEC 60947-2



SACE Emax 2	E1.2				E2.2				E4.2				E6.2			
	B	C	N	L	B	N	S	H	N	S	H	V	H	V	X	
Livelli di prestazione																
Corrente ininterrotta nominale Iu @ 40 °C	[A]	630	630	250	630	1600	800	250	800	3200	3200	3200	2000	4000	4000	
	[A]	800	800	630	800	2000	1000	800	1000	4000	4000	4000	2500	5000	5000	
	[A]	1000	1000	800	1000	1250	1000	1250				3200	6300	6300	6300	
	[A]	1250	1250	1000	1250	1600	1250	1600				4000				
	[A]	1600	1600	1250		2000	1600	2000								
	[A]			1600		2500	2000	2500								
	[A]					2500										
Portata del polo neutro per interruttori tetrapolari	[%Iu]	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	50-100	50-100	50-100	
Potere di interruzione nominale limite in corto circuito Icu	400-415V [kA]	42	50	66	150	42	66	85	100	66	85	100	150	100	150	
	440V [kA]	42	50	66	130	42	66	85	100	66	85	100	150	100	150	
	500-525V [kA]	42	42	50	100	42	66	66	85	66	66	85	100	100	130	
	690V [kA]	42	42	50	60	42	66	66	85	66	66	85	100	100	120	
Potere di interruzione nominale di servizio in corto circuito Ics	[%Icu]	100	100	100 ¹⁾	100	100	100	100	100	100	100	100	85	100	100	
Corrente ammissibile nominale di breve durata Icw	(1s) [kA]	42	42	50	15	42	66	66	85	66	66	85	100	100	100	
	(3s) [kA]	24	24	36		42	50	50	66	36	50	66	75	100	100	
Potere di chiusura nominale in corto circuito (valore di cresta) Icm	400-415V [kA]	88	105	145	330	88	145	187	220	145	187	220	330	220	330	
	440V [kA]	88	105	145	286	88	145	187	220	145	187	220	330	220	330	
	500-525V [kA]	88	88	105	220	88	145	145	187	145	145	187	220	220	286	
	690V [kA]	88	88	105	132	88	145	145	187	145	145	187	220	220	264	
Categoria di utilizzo (secondo IEC 60947-2)		B	B	B	A	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	
Interruzione	Durata di interruzione per I<Icw	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
	Durata di interruzione per I>Icw	25	25	25	10	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	

¹⁾ Ics = 50kA per tensioni pari a 400V ... 440V

6.1.7 Interruttori automatici aperti per impiego fino a 1150V c.a.

Gli interruttori Emax possono essere forniti, in esecuzione speciale, per tensioni d'impiego fino a 1150V in corrente alternata.

Gli interruttori in tale esecuzione sono definiti con la sigla

della gamma standard unita alla sigla “/E” e derivano dai corrispondenti interruttori Emax standard dei quali conservano esecuzioni ed accessori. Sono disponibili in esecuzione fissa ed estraibile sia nella versione tripolare che tetrapolare.

		E2B/E	E2N/E	E3H/E	E4H/E	E6H/E	X1B/E	
Tensione nominale d'impiego U_e	[V]	1150	1150	1150	1150	1150	1000	
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp}	[kV]	12	12	12	12	12	12	
Tensione nominale d'isolamento U_i	[V]	1250	1250	1250	1250	1250	1000	
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	
Corrente ininterrotta nominale I_u	[A]	1600	1250	1250	3200	4000	630	
	[A]	2000	1600	1600	4000	5000	800	
	[A]		2000	2000		6300	1000	
	[A]			2500			1250	
	[A]			3200			1600	
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu}								
	1000V 50-60Hz	[kA]	20	30	50	65	65	20
	1150V 50-60Hz	[kA]	20	30	30	65	65	-
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) I_{cw}	[kA]	20	30	50(*)	65	65	20	

*) 30 kA @ 1150 V

Correnti nominali disponibili sugli interruttori aperti Emax e Emax X1 con le varie tipologie di sganciatori elettronici

	In [A]	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300
PR121/P PR122/P PR123/P	E1	■	■	■	■	■	■						
	E2	■	■	■	■	■	■	■					
	E3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	E4			■	■	■	■	■	■	■	■		
	E6			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PR331/P PR332/P PR333/P	X1	■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						

6.1.8 Nuovi interruttori automatici aperti per impiego fino a 1150V c.a.

ABB propone una soluzione ideata per applicazioni con tensioni fino a 1150V, mantenendo sempre gli ingombri

e l'accessoriamento della gamma standard a 690Vc.a. La gamma è identificata con la sigla "/E".

Dati comuni		
Tensione nominale di impiego Ue	[V]	1150
Tensione nominale di isolamento Ui	[V]	1250
Tensione nominale di tenuta ad impulso Uimp	[kV]	12
Frequenza	[Hz]	50 - 60
Numero poli		3 - 4
Esecuzione		Fissa - Estraibile
Attitudini al sezionamento		IEC 60947-2



SACE Emax 2		E1.2	E2.2	E4.2	E6.2
Livelli di prestazione		N/E	H/E	H/E	X/E
Corrente ininterrotta nominale Iu @ 40 °C	[A]	630	800	3200	4000
	[A]	800	1000	4000	5000
	[A]	1000	1250		6300
	[A]	1250	1600		
	[A]	1600	2000		
	[A]		2500		
Portata del polo neutro per interruttori tetrapolari	%Iu	100	100	100	50 - 100
Potere di interruzione nominale limite in corto circuito Icu	1000V	[kA]	30	30	50
	1150V	[kA]	25	30	30
Potere di interruzione nominale di servizio in corto circuito Ics		100	100	100	100
Corrente ammissibile nominale di breve durata Icw	(1s)	[kA]	25	30	50
	(3s)	[kA]	25	30	30
Potere di chiusura nominale in corto circuito (valore di cresta) Icm	1000V	[kA]	63	63	105
	1150V	[kA]	53	53	105
Categoria di utilizzo (secondo IEC 60947-2)		B	B	B	B

6.1.9 Interruttori di manovra-sezionatori aperti

Gli interruttori di manovra-sezionatori derivano dai corrispondenti interruttori automatici, dei quali conservano inalterate le dimensioni di ingombro e le possibilità di montaggio degli accessori.

Differiscono dagli interruttori automatici solamente per l'assenza degli sganciatori elettronici di sovracorrente.

Sono disponibili sia in esecuzione fissa che estraibile, tripolare e tetrapolare; sono identificati con la sigla "/MS" ed utilizzabili in categoria AC-23A (manovra di motori o altri carichi altamente induttivi) secondo la norma IEC 60947-3.

		E1B/MS	E1N/MS	E2B/MS	E2N/MS	E2S/MS	E3N/MS	E3S/MS	E3V/MS	E4S/MS	E4H/MS	E6H/MS	X1B/MS
Tensione nominale d'impiego Ue	[V ~]	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	[V -]	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V ~]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Corrente ininterrotta nominale Iu	[A]	800	800	1600	1000	1000	2500	1000	800	4000	3200	4000	1000
	[A]	1000	1000	2000	1250	1250	3200	1250	1250		4000	5000	1250
	[A]	1250	1250		1600	1600		1600	1600			6300	1600
	[A]	1600	1600		2000	2000		2000	2000				
	[A]							2500	2500				
	[A]							3200	3200				
	[A]												
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) Icw	[kA]	42	50	42	55	65	65	75	85	75	100 ⁽¹⁾	100	42

Nota: il potere d'interruzione Icu alla tensione nominale di impiego massima, utilizzando relè di protezione esterno con temporizzazione massima 500ms, è pari al valore di Icw (1s), tranne:

⁽¹⁾ Icu = 85 kA @ 690 V

6.1.10 Nuovi interruttori di manovra-sezionatori aperti

I nuovi interruttori di manovra-sezionatori SACE Emax 2, identificati con la sigla "/MS", sono dispositivi che soddisfano le prescrizioni d'isolamento specificate dalla Norma IEC 60947-3.

Derivano dai corrispondenti interruttori automatici, dei quali conservano inalterate le dimensioni d'ingombro e le possibilità di montaggio degli accessori. Questa esecuzione differisce dagli interruttori automatici solamente per l'assenza degli sganciatori di protezione.

Il dispositivo, quando in posizione di aperto, garantisce una distanza d'isolamento tra i contatti principali dell'interruttore, tale per cui l'impianto a valle non risulta in tensione.

Inoltre l'interruttore di manovra-sezionatore, se utilizzato con un relè di protezione esterno con temporizzazione massima 500ms, permette di ottenere un potere di interruzione alla tensione nominale di impiego massima (U_e) pari al valore di corrente ammissibile nominale di breve durata (I_{cw}) ad un secondo.

Dati comuni		
Tensione nominale di impiego U_e	[V]	690
Tensione nominale di isolamento U_i	[V]	1000
Tensione nominale di tenuta ad impulso U_{imp}	[kV]	12
Frequenza	[Hz]	50 - 60
Numero poli		3 - 4
Esecuzione		Fissa - Estraibile
Attitudine al sezionamento		IEC 60947-3



SACE Emax 2			E1.2		E2.2		E4.2		E6.2			
Livelli di prestazione			B/MS	N/MS	B/MS	N/MS	H/MS	N/MS	H/MS	V/MS	H/MS	X/MS
Corrente ininterrotta nominale I_n @ 40 °C	[A]		630	250	1600	800	800	3200	3200	2000	4000	4000
	[A]		800	630	2000	1000	1000	4000	4000	2500	5000	5000
	[A]		1000	800		1250	1250			3200	6300	6300
	[A]		1250	1000		1600	1600			4000		
	[A]		1600	1250		2000	2000					
	[A]			1600		2500	2500					
Portata del polo neutro per interruttori tetrapolari	[% I_n]		100	100	100	100	100	100	100	100	50-100	50-100
Corrente ammissibile nominale di breve durata I_{cw}	(1s)	[kA]	42	50	42	66	85	66	85	100	100	120
	(3s)	[kA]	24	36	42	50	66	36	66	75	100	100
Potere di chiusura nominale in corto circuito (valore di cresta) I_{cm}	400-415V	[kA]	88	105	88	145	187	145	187	220	220	264
	440 V	[kA]	88	105	88	145	187	145	187	220	220	264
	500-525V	[kA]	88	105	88	145	187	145	187	220	220	264
	690 V	[kA]	88	105	88	145	187	145	187	220	220	264
Categoria di utilizzo (secondo IEC 60947-3)			AC-23A	AC-23A	AC-23A	AC-23A	AC-23A	AC-23A	AC-23A	AC-23A	AC-23A	AC-23A

6.1.11 Interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1150 V c.a.

Gli interruttori di manovra-sezionatori Emax possono essere forniti, in esecuzione speciale, per tensioni d'impiego fino a 1150V in corrente alternata.

Gli interruttori in questa esecuzione sono definiti con la sigla della gamma standard unita alla sigla “/E” e deriva-

no dai corrispondenti interruttori di manovra-sezionatori standard.

Sono disponibili in versione tripolare e tetrapolare, fissa ed estraibile con le stesse dimensioni, caratteristiche di accessoriamiento e installazione degli analoghi interruttori standard.

		E2B/E MS	E2N/E MS	E3H/E MS	E4H/E MS	E6H/E MS	X1B/E MS
Tensione nominale d'impiego U_e	[V]	1150	1150	1150	1150	1150	1000
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp}	[kV]	12	12	12	12	12	12
Tensione nominale d'isolamento U_i	[V]	1250	1250	1250	1250	1250	1000
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Corrente ininterrotta nominale I_u	[A]	1600	1250	1250	3200	4000	1000
	[A]	2000	1600	1600	4000	5000	1250
	[A]		2000	2000		6300	1600
	[A]			2500			
	[A]			3200			
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) I_{cw}	[kA]	20	30	30(*)	65	65	20

Nota: il potere d'interruzione I_{cu} mediante relè di protezione esterno con temporizzazione massima 500ms, è pari al valore di I_{cw} (1s)
 (*) 50 kA @ 1000 V

6.1.12 Nuovi interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1150 V c.a.

I nuovi interruttori di manovra-sezionatori per applicazioni a 1150Vc.a., identificati con le sigle “/E” e “/MS”, derivano dai corrispondenti interruttori automatici, dei quali conservano inalterate le dimensioni di ingombro e le possibilità di montaggio degli accessori.

Gli interruttori di manovra-sezionatori non sono corredati delle unità di protezione di Ekip; utilizzando un relè di protezione esterno con temporizzazione massima di 500ms, il potere di interruzione Icu alla tensione nominale d’impiego massima è pari al valore di Icw a 1s.

Dati comuni		
Tensione nominale di impiego Ue	[V]	1150
Tensione nominale di isolamento Ui	[V]	1250
Tensione nominale di tenuta ad impulso Uimp	[kV]	12
Frequenza	[Hz]	50 - 60
Numero poli		3 - 4
Esecuzione		Fissa - Estraibile
Attitudine al sezionamento		IEC 60947-3



SACE Emax 2		E1.2	E2.2	E4.2	E6.2
Livelli di prestazione		N/E MS	H/E MS	H/E MS	X/E MS
Corrente ininterrotta nominale Iu @ 40 °C	[A]	630	800	3200	4000
	[A]	800	1000	4000	5000
	[A]	1000	1250		6300
	[A]	1250	1600		
	[A]	1600	2000		
	[A]		2500		
Portata del polo neutro per interruttori tetrapolari	%Iu	100	100	100	50 - 100
Corrente ammissibile nominale di breve durata Icw	(1s)	[kA] 25	30	50	65
	(3s)	[kA] 25	30	30	65
Potere di chiusura nominale in corto circuito (valore di cresta) Icm	1000V	[kA] 53	53	105	143
	1150V	[kA] 53	53	105	143

6.1.13 Interruttori automatici scatolati per corrente continua Tmax T

Gli interruttori automatici scatolati della serie Tmax T, conformi alla norma IEC 60947-2, sono equipaggiati con sganciatore termomagnetico, hanno un campo di applicazione da 1.6A a 800A e poteri d'interruzione da 16kA a 150 kA (a 250V c.c. con due poli in serie). La tensione minima di funzionamento è di 24 V c.c.

Gli interruttori scatolati a disposizione sono¹:

- Interruttore Tmax T1 1P equipaggiato con sganciatore termomagnetico TMF con soglie termica e magnetica fisse²;
- interruttori Tmax T1, T2, T3 e T4 (fino a 50A) equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMD con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica fissa ($I_3 = 10 \times I_n$);
- interruttori Tmax T4, T5 e T6 con sganciatori termomagnetici TMA con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica regolabile ($I_3 = 5..10 \times I_n$);

Gli interruttori T2, T3 e T4 tripolari possono essere anche provvisti di sganciatori solo magnetici MF e MA.



1 Per la modalità di connessione dei poli in relazione alla tipologia di rete e tensione di esercizio si vedano la tabelle riportate nel QT5 "Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua".

2 Il valore della soglia d'intervento subisce una variazione dipendente dalla modalità di connessione dei poli. Per approfondimenti si rimanda al catalogo tecnico di prodotto.

	T1 1P	T1			T2					T3					T4					T5					T6						
Corrente ininterrotta nominale I_u	[A]	160	160			160					250					250/320					400/630					630/800/1000					
Poli	[Nr.]	1	3/4			3/4					3/4					3/4					3/4										
Tensione nominale d'impiego U_e	[V] (DC)	125	500			500					500					750					750					750					
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp}	[kV]	8	8			8					8					8					8					8					
Tensione nominale d'isolamento U_i	[V]	500	800			800					800					1000					1000					1000					
Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min.	[V]	3000	3000			3000					3000					3500					3500					3500					
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu}		B	B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S	N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	N	S	H	L
(DC) 250V - 2 poli in serie	[kA]	25 (a 125V)	16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	36	50	70	100
(DC) 250V - 3 poli in serie	[kA]		20	30	40	20	30	40	55	85	100	40	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(DC) 500V - 2 poli in serie	[kA]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	36	50	70	100	25	36	50	70	100	20	35	50	65	-	-	-	-
(DC) 500V - 3 poli in serie	[kA]		16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(DC) 750V - 3 poli in serie	[kA]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	25	36	50	70	16	25	36	50	70	16	20	36	50	-	-	-	-
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		A	A			A					A					A					B (400A) ⁽¹⁾ A (630A)					B (630A-800A) ⁽²⁾ A (1000A)					
Attitudine al sezionamento		■	■			■					■					■					■					■					
Sganciatori: termomagnetico																															
T fisso, M fisso	TMF	■	-			-					-					-					-										
T regolabile, M fisso	TMD	-	■			■					■ (fino a 50A)					-					-										
T regolabile, M regolabile (5..10 x I_n)	TMA	-	-			-					-					■ (fino a 250A)					■ (fino a 500A)					■ (fino a 800A)					
solo magnetico	MA	-	-			■ (MF fino a 12.5A)					■					-					-										
Intercambiabilità		-	-			-					-					■					■										
Esecuzioni		F	F			F-P					F-P					F-P-W					F-P-W					F-W					

* Il potere d'interruzione per le tarature $I_n=16A$ e $I_n=20A$ è 16kA

⁽¹⁾ $I_{cw} = 5kA$

⁽²⁾ $I_{cw} = 7.6kA (630A) - 10kA (800A)$

6.1.14 Interruttori automatici scatolati per corrente continua SACE Tmax XT

ABB offre inoltre la nuova gamma di interruttori scatolati SACE Tmax XT fino a 250A.

Per la protezione della sezione continua degli impianti fotovoltaici sono disponibili:

- gli interruttori XT1 160 e XT3 250 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMD con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica fissa ($I_3 = 10 \times I_n$);
- gli interruttori XT2 160 e XT4 250 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMA (per $I_n \geq 40A$) con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica I_3 regolabile tra $8..10 \times I_n$ per 40A, tra $6..10 \times I_n$ per 50A e tra $5..10 \times I_n$ per $I_n \geq 63A$.

	XT1				XT2				XT3				XT4				
Taglia [A]	160				160				250				160/250				
Poli [Nr.]	3/4				3/4				3/4				3/4				
Tensione nominale d'impiego U_e (DC) [V]	500				500				500				500				
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp} [kV]	8				8				8				8				
Tensione nominale d'isolamento U_i [V]	800				1000				800				1000				
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu}	B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	H	L	V
(DC) 250V - 2 poli in serie [kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	-
(DC) 500V - 3 poli in serie [kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	-
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)	A				A				A				A				
Attitudine al sezionamento	■				■				■				■				
Sganciatori: termomagnetico																	
T regolabile, M fisso TMD	■				■ (fino a 32A)				■				■ (fino a 32A)				
T regolabile, M regolabile TMA	-				■				-				■				
solo magnetico MF/MA	-				■				■				■				
Intercambiabilità	-				■				-				■				
Esecuzioni	F-P				F-P-W				F-P				F-P-W				

⁽¹⁾ Per XT4 160A

⁽²⁾ Per XT4 250A

6.1.15 Interruttori automatici scatolati per impiego fino a 1000V c.c.

Nel panorama delle proposte Tmax T si inserisce anche la gamma di interruttori automatici T4, T5 e T6 per applicazioni in corrente continua a 1000V.

Gli interruttori sono disponibili in versione tetrapolare con sganciatori termomagnetici TMD o TMA.

Sono disponibili in esecuzione fissa, rimovibile ed estraibile (per le quali è obbligatorio l'impiego delle parti fisse 1000V alimentabili solamente dai terminali superiori) e sono compatibili con tutti gli accessori eccetto il differenziale.

	T4	T5	T6
Corrente ininterrotta nominale I_u [A]	250	400/630	630/800
Poli	4	4	4
Tensione nominale d'impiego U_e [V]	1000	1000	1000
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp} [kV]	8	8	8
Tensione nominale d'isolamento U_i [V]	1150	1150	1000
Tensione di prova a frequenza industriale per 1min. [V]	3500	3500	3500
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu} (DC) 4 poli in serie [kA]	$V^{(1)}$	$V^{(1)}$	$L^{(1)}$
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)	A	B (400A) ⁽²⁾ - A (630A)	B ⁽³⁾
Attitudine al sezionamento	■	■	■
Sganciatori: termomagnetico			
T regolabile, M fisso TMD	■	-	-
T regolabile, M regolabile (5..10 x I_n) TMA	■	■	■
Esecuzioni	F	F	F ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Alimentazione solo dall'alto

⁽²⁾ $I_{cw} = 5kA$

⁽³⁾ $I_{cw} = 7.6 kA (630A) - 10kA (800A)$

⁽⁴⁾ Per T6 estraibile chiedere ad ABB SACE

Sganciatori termomagnetici per impiego fino a 1000V DC - TMD e TMA

I_n [A]	T4 250	T5 400-630	T6 630-800
	TMD/TMA	TMA	TMA
32	■		
50	■		
80	■		
100	■		
125	■		
160	■		
200	■		
250	■		
320		■	
400		■	
500		■	
630			■
800			■

6.1.16 Interruttori scatolati per corrente continua Tmax PV

Tmax PV è una gamma della generazione T; si tratta di interruttori per applicazione in continua con valori elevati, adatti per l'installazione in impianti fotovoltaici. Sono conformi sia alla normativa IEC che UL.

Secondo la norma IEC 60947-3, la gamma Tmax PV offre la versione di interruttori di manovra sezionatori a 1100V c.c. e la nuova versione a 1500V c.c.; sono inoltre disponibili i jumpers di connessione per incrementare la sicurezza e la facilità d'installazione.

Secondo la norma UL489B, la gamma Tmax PV offre non solo interruttori di manovra sezionatori ma anche interruttori automatici. I jumpers di connessione obbligatori per

Tmax PV UL consentono semplicità e sicurezza d'utilizzo ed assicurano la conformità alla nuova normativa UL.



Interruttori di manovra-sezionatori scatolati a 1100 V c.c. in accordo alla IEC 60947-3

		T1D/ PV	T3D/ PV	T4D/ PV	T5D/ PV	T6D/ PV	T7D/ PV
Taglia	(A)	160	250	250	630	800	1250-1600
Corrente di impiego in categoria DC22B	(A)	160	200	250	500	800	1250-1600
Poli	(No.)	4	4	4	4	4	4
Tensione nominale d'impiego	(V DC)	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Corrente di breve durata ammissibile per 1s	(kA)	1.92	2.4	3	6	9.6	19.2

Interruttori di manovra-sezionatori scatolati a 1500 V c.c. in accordo alla IEC 60947-3

		T4D/PV	T7D/PV
Taglia	(A)	250	1250-1600
Corrente di impiego in categoria DC22A	(A)	250	1250-1600
Poli	(No.)	4	4
Tensione nominale d'impiego	(V DC)	1500	1500
Corrente di breve durata ammissibile per 1s	(kA)	3	19.2

Interruttori di manovra sezionatori scatolati a 1000 V c.c. in accordo alla UL489B

		T1N-D/ PV	T4N-D/ PV	T5N-D/ PV	T6N-D/ PV	T7N-D/ PV
Taglia	(A)	100	200	400	600-800	1000
Corrente di impiego	(A)	100	200	400	600-800	1000
Poli	(No.)	4	3	3	4	4
Tensione nominale d'impiego	(V DC)	1000	1000	1000	1000	1000
Corrente di breve durata ammissibile	(kA)	1	3	5	10	15
Override	(kA)	-	3	5	10	-

Interruttori automatici scatolati a 1000 V c.c. in accordo alla UL489B

		T4N-D/PV	T5N-D/PV	T6N-D/PV
Taglia	(A)	200	400	600-800
Corrente di impiego	(A)	40-200	400	600-800
Poli	(No.)	3	3	4
Tensione nominale d'impiego	(V DC)	1000	1000	1000
Potere di interruzione	(kA)	3	5	10
Sganciatori		TMD/TMA	TMA	TMA

Note:

Per le configurazioni di cablaggio e per maggiori informazioni tecniche fare riferimento al Catalogo ed alle istruzioni di installazione. Qualora vi sia la connessione a terra di una polarità lato inverter, chiedere ad ABB per la taglia del fusibile e la configurazione dei poli dell'interruttore.

6.1.17 Interruttori automatici aperti per corrente continua

Gli interruttori automatici aperti della serie Emax sono conformi alla norma IEC 60947-2 ed equipaggiati con gli sganciatori elettronici per corrente continua PR122/DC e PR123/DC.

Hanno un campo di applicazione da 800A (con E2) a 5000A (con E6) e poteri d'interruzione da 35kA a 100kA (a 500V c.c.).

Con il collegamento di tre poli in serie, la tensione nominale che è possibile raggiungere è pari a 750 Vc.c., mentre con quattro poli in serie sale a 1000 V c.c.³.

La tensione minima di funzionamento (tramite il modulo di tensione dedicato PR120/LV) è di 24 Vc.c. Grazie all'esclusiva tecnologia, gli sganciatori PR122/DC-PR123/DC consentono di effettuare le funzioni di protezione già disponibili in corrente alternata.

La gamma Emax DC conserva inalterati gli accessori

elettrici e meccanici comuni alla gamma Emax per applicazioni in corrente alternata.



³ Per la modalità di connessione obbligata dei poli in relazione alla tipologia di rete ed alla tensione di esercizio si vedano gli schemi riportati nel QT5 "Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua".

		E2		E3		E4		E6	
Tensione nominale d'impiego Ue	[V]	1000		1000		1000		1000	
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12		12		12		12	
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V]	1000		1000		1000		1000	
Poli	[Nr.]	3/4		3/4		3/4		3/4	
Corrente ininterrotta nominale Iu		B	N	N	H	S	H	H	
	[A]	800		800					
	[A]	1000		1000					
	[A]	1250		1250					
	[A]	1600	1600	1600	1600	1600			
	[A]			2000	2000	2000			
	[A]			2500	2500	2500			
	[A]					3200	3200	3200	
[A]							4000		
[A]							5000		
Corrente ammissibile nominale di breve durata (0.5s) Icw	[kA]								
500V DC (III)		35	50	60	65	75	100	100	
750V DC (III)		25	25	40	40	65	65	65	
750V DC (III)		25	40	50	50	65	65	65	
1000V DC (IV)		25	25	35	40	50	65	65	
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	B	B	
Attitudine al sezionamento		■		■		■		■	
Esecuzioni		F-W		F-W		F-W		F-W	

Rete isolata ⁽¹⁾

Tensione nominale (Ue)			≤ 500	≤ 750	≤ 1000	
sezionamento			■	■	■	
protezione			■	■	■	
PR122/DC			■	■	■	
PR123/DC			■	■	■	
Icu ⁽²⁾			[kA]	[kA]	[kA]	
E2	B	800	35	25	25	
		1000				
		1250				
		1600				
	N	1600	50	25	40	25
E3	N	800	60	40	50	35
		1000				
		1250				
		1600				
		2000				
	2500					
	H	1600	65 ⁽³⁾	40	50	40
2000						
2500						
E4	S	1600	75	65	65	50
		2000				
		2500				
		3200				
	H	3200	100	65	65	65
E6	H	3200	100	65	65	65
		4000				
		5000				

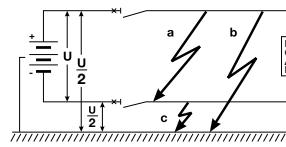
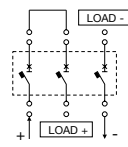
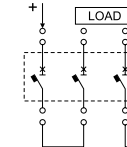
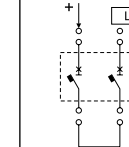
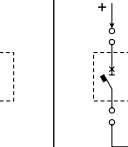
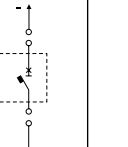
⁽¹⁾ in questa tipologia di connessioni dei poli è considerata trascurabile la possibilità di un doppio guasto a terra.

Per maggiori informazioni vedere QT5: "interuttori ABB per applicazioni in corrente continua".

⁽²⁾ Icu con L/R = 15ms secondo normativa IEC 60946-2. Per Icu con L/R = 5ms e L/R = 30ms chiedere ad ABB.

⁽³⁾ 85kA solo se alimentato dal basso e specificando in fase d'ordinazione il seguente extracodice: 1SDA067148R1. Ics=65kA.

Rete con il punto medio connesso a terra

Tensione nominale (Ue)			≤ 500			≤ 500			≤ 750			≤ 1000					
																	
PR122/DC			-			-			-			-					
PR123/DC			■			■			■			■					
tipologia di guasto			a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c			
poli in serie interessati dal guasto			3	2 (U/2)	1 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)			
Icu ⁽¹⁾			[kA]			[kA]			[kA]			[kA]					
E2	B	800	35	35	18	35	35	35	25	25	25	25	25	25			
		1000															
		1250															
		1600															
	N	1600	50	50	25	50	50	50	40	40	40	25	25	25			
E3	N	800	60	60	30	60	60	60	50	50	50	35	35	35			
		1000															
		1250															
		1600															
		2000															
	2500																
H	1600	65 ⁽²⁾	65	40	65 ⁽²⁾	65 ⁽²⁾	65 ⁽²⁾	50	50	50	40	40	40				
E4	S	1600	75	75	35	75	75	75	65	65	65	50	50	50			
		2000															
		2500															
		3200															
	H	3200	100	100	50	100	100	100	65	65	65	65	65	65			
E6	H	3200	100	100	65	100	100	100	65	65	65	65	65	65			
		4000															
		5000															

⁽¹⁾ Icu con L/R = 15ms secondo normativa IEC 60946-2. Per Icu con L/R = 5ms e L/R = 30ms chiedere ad ABB.

⁽²⁾ 85kA solo se alimentato dal basso e specificando in fase d'ordinazione il seguente extracodice: 1SDA067148R1. Ics=65kA.

Rete con polarità negativa connessa a terra ⁽¹⁾

Tensione nominale (Ue)			≤ 500 ⁽²⁾			
sezionamento			■		■	
protezione			■		■	
PR122/DC			■		■	
PR123/DC			■		■	
tipologia di guasto ⁽³⁾			a	b	a	b
poli in serie interessati dal guasto			3	2	4	3
Icu ⁽⁴⁾			[kA]		[kA]	
E2	B	800	35	20	25	25
		1000				
		1250				
		1600				
	N	1600	50	25	40	25
E3	N	800	60	30	50	35
		1000				
		1250				
		1600				
		2000				
	2500					
	H	1600	65 ⁽⁵⁾	40	65 ⁽⁵⁾	65 ⁽⁵⁾
2000						
2500						
E4	S	1600	100	50	100	100
		2000				
		2500				
		3200				
	H	3200	100	65	100	100
E6	H	3200	100	65	100	100
		4000				
		5000				

⁽¹⁾ per reti con polarità positiva a terra chiedere ad ABB.

⁽²⁾ per tensioni superiori chiedere ad ABB.

⁽³⁾ per maggiori informazioni vedere QT5: "Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua".

⁽⁴⁾ Icu con L/R = 15ms secondo normativa IEC 60946-2. Per Icu con L/R = 5ms e L/R = 30ms chiedere ad ABB.

⁽⁵⁾ 85kA solo se alimentato dal basso e specificando in fase d'ordinazione il seguente extracodice: 1SDA067148R1. Ics=65kA.

6.1.18 Interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino 1000 Vc.c.

Emax /E MS sono interruttori di manovra-sezionatori per applicazioni fino a 1000Vc.c. e 6300A. Sono disponibili in esecuzione fissa ed estraibile ed in versione tripolare e tetrapolare.

Con collegamento di tre poli d'interruzione in serie la tensione nominale che è possibile raggiungere è 750Vc.c., mentre con quattro poli in serie è di 1000Vc.c.

		E1B/E MS		E2N/E MS		E3H/E MS		E4H/E MS		E6H/E MS	
Tensione nominale d'impiego Ue	[V]	750	1000	750	1000	750	1000	750	1000	750	1000
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Poli	[Nr.]	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4
Corrente ininterrotta nominale Iu	[A]	800		1250		1250		3200		4000	
	[A]	1250		1600		1600		4000		5000	
	[A]			2000		2000				6300	
	[A]					2500					
	[A]					3200					
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) Icw	[kA]	20	20*	25	25*	40	40*	65	65	65	65

Nota: il potere d'interruzione Icu, utilizzando relè di protezione esterno con temporizzazione massima 500ms, è pari al valore di Icw (1s)

*Le prestazioni a 750V sono:

per E1B/E MS Icw = 25 kA

per E2N/E MS Icw = 40 kA

per E3H/E MS Icw = 50 kA

6.1.19 Nuovi interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino 1000 Vc.c.

ABB estende la nuova gamma di interruttori aperti anche alle applicazioni in corrente continua grazie agli interruttori manovra-sezionatori per applicazioni fino a 1000V

conformi alla normativa internazionale IEC60947-3.

Per tutte quelle applicazioni dove, oltre al sezionamento richiesta anche la protezione integrata, ABB propone gli interruttori automatici SACE Emax con PR122/DC e PR123/DC.

Dati comuni		
Tensione nominale di impiego Ue	[V]	750 (3p) / 1000 (4p)
Tensione nominale di isolamento Ui	[V]	1000
Tensione nominale di tenuta ad impulso Uimp	[kV]	12
Numero poli		3 - 4
Esecuzione		Fissa - Estraibile
Attitudine al sezionamento		IEC 60947-3



SACE Emax 2			E1.2			E2.2			E4.2			E6.2		
Livelli di prestazione			N/DC MS			S/DC MS			H/DC MS			X/DC MS		
Corrente ininterrotta nominale Iu @ 40 °C	[A]		800			1250			1250			4000		
	[A]		1250			1600			1600			5000		
	[A]					2000			2000			6300		
	[A]					2500			2500					
	[A]								3200					
	[A]								4000					
Configurazione poli			3	4	4	3	4	4	3	4	4	3	4	4
Tensione nominale di impiego Ue			750	750	1000	750	750	1000	750	750	1000	750	750	1000
Tensione nominale di isolamento Ui			1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Corrente ammissibile nominale di breve durata Icw		(1s) [kA]	20	25	20	25	40	25	40	50	40	65	65	65
Potere di chiusura nominale in corto circuito (valore di cresta) Icm		750V [kA]	40	53	40	53	84	53	84	105	84	143	143	143
		1000V [kA]			40			53			84			143
Categoria di utilizzo (secondo IEC 60947-3)														

6.2 Sganciatori differenziali tipo B

6.2.1 Sganciatori differenziali RC223 e RC B Type

Lo sganciatore differenziale RC223 abbinabile agli interruttori Tmax T3 e T4 tetrapolari in versione fissa, rimovibile o estraibile (rimovibile e estraibile solo per T4) e lo sganciatore differenziale RC B Type abbinabile all'interruttore SACE Tmax XT3 tetrapolare in versione fissa rappresentano la soluzione più avanzata nella famiglia di sganciatori differenziali rispettivamente della gamma Tmax T e SACE Tmax XT.

Rispondendo alla tipologia di funzionamento B, garantiscono la sensibilità alle correnti di guasto differenziali con componenti alternate, alternate pulsanti e in corrente continua.

Oltre alle segnalazioni ed alle regolazioni tipiche dello sganciatore differenziale "basico", l'RC223 e l'RC B Type consentono anche la selezione della massima soglia di sensibilità alla frequenza di guasto differenziale (3 step: 400 – 700 – 1000 Hz).

Risulta quindi possibile adattare il dispositivo differenziale alle diverse esigenze di impianto industriale in funzione delle frequenze di guasto presunte generate a valle dello sganciatore.

La frequenza nominale di alimentazione è sempre 50-60 Hz; selezionando 400-700-1000 Hz, il dispositivo diventa sensibile al rilevamento delle correnti di guasto fino a tali frequenze.



RC223



RC B Type

Caratteristiche elettriche		RC223	RC B Type
Tensione primaria di funzionamento	[V]	110...500	110...500
Frequenza di funzionamento	[Hz]	45...66	45...66
Frequenza corrente di guasto	[Hz]	0-400-700-1000	0-400-700-1000
Corrente nominale d'impiego	[A]	fino a 250A (225 per T3)	fino a 225A
Soglie d'intervento regolabili	[A]	0.03-0.05-0.1-0.3-0.5-1	0.03-0.05-0.1-0.3-0.5-1
Tempi di non intervento regolabili a 2ldn	[s]	ist-0.1-0.2-0.3-0.5-1-2-3	ist-0.1-0.2-0.3-0.5-1-2-3
Potenza assorbita		<10W @ 400V	<10W @ 500V

6.2.2 Interruttori differenziali modulari

Interruttori differenziali puri F204B, F202 PV-B

Gli interruttori differenziali puri di tipo B sono sensibili anche alle correnti di guasto con modesta ondulazione assimilabili a correnti di guasto di tipo continuo. Rimangono comunque sensibili alle correnti di guasto a terra alternate sinusoidali e pulsanti dirette.

In presenza di inverter senza almeno una semplice separazione tra il lato c.a. ed il lato c.c. occorre installare sul lato c.a. un differenziale di tipo B:

CEI 64-8 art. 712.413.1.1.1.1: "Quando un impianto elettrico comprende un sistema di alimentazione PV senza almeno una semplice separazione tra il lato c.a. ed il lato c.c. il dispositivo differenziale installato per fornire protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica della alimentazione deve essere del tipo B secondo CEI EN 62423.

Quando l'invertitore PV non sia per costruzione tale da iniettare correnti continue (c.c) di guasto a terra nell'impianto elettrico, non è richiesto un interruttore differenziale di tipo B secondo CEI EN 62423".

Caratteristiche tecniche principali

Corrente nominale I_n	25, 40, 63, 125 A
Sensibilità nominale $I_{\Delta n}$	0,03 - 0,3 - 0,5 A
Range di frequenza di funzionamento	0 - 1000 Hz
Min. tensione di alimentazione	
per la rilevazione di correnti di tipo A/AC	0 V
per la rilevazione di correnti di tipo B	30 V c.a.
Numero di poli	2P, 4P
Corrente di corto circuito condizionale I_{nc}	10 kA
Corrente di corto circuito condizionale differenziale	$I_{\Delta c}$ 10 kA
Grado di protezione	IP40 (dopo l'installazione in un quadro di distribuzione)
Temperatura ambiente	-25°C...+40°C
Norma di riferimento	CEI EN 62423



Blocchi differenziali DDA200 tipo B

I blocchi differenziali di tipo B della serie DDA202 B, DDA203 B e DDA204 B sono sensibili anche alle correnti di guasto con modesta ondulazione assimilabili a correnti di guasto di tipo continuo.

In combinazione con gli interruttori magnetotermici serie S200 assicurano la protezione delle persone e delle installazioni contro i rischi di incendio, cortocircuiti e sovracorrenti. Rimangono comunque sensibili alle correnti di guasto a terra alternate sinusoidali e pulsanti dirette. Quando un impianto elettrico comprende un sistema di alimentazione fotovoltaico senza almeno una semplice separazione tra il lato c.a. ed il lato c.c. il dispositivo differenziale installato per fornire protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica della alimentazione deve essere del tipo B secondo CEI EN 62423 (CEI 64-8 art. 712.413.1.1.1.1)

Caratteristiche tecniche principali

Tipo	B (istantaneo) e B S (selettivo)
Corrente nominale I_n	25, 40, 63 A
Sensibilità nominale	$I_{\Delta n}$ 0,03 - 0,3 - 0,5 A
Range di frequenza di funzionamento	0 - 1000 Hz
Tensione di funzionamento	230...400V
Numero di poli	2P - 3P - 4P
Temperatura ambiente	-25°C...+40°C
Norma di riferimento	CEI EN 62423



6.3 Contattori

Serie A, AF e EK

Tensione nominale d'impiego max 1000 V c.a.

Corrente nominale:

- contattori tripolari: da 25 A a 2050 A (in AC-1 - 40°C)
- contattori quadripolari: da 25 A a 1000 A (in AC1- 40°C)

Design compatto per tutti gli apparecchi

Gamma:

- contattori tripolari
- contattori quadripolari
- contattori ausiliari

Serie GAF

Contattori specifici per impieghi in corrente continua fino a 1000 V.

Corrente nominale da 275 a 2050 A (in DC-1).



6.4 Interruttori di manovra - sezionatori

Interruttori di manovra - sezionatori OTDC

I sezionatori della serie OTDC sono disponibili con correnti nominali da 16A a 32A in tre versioni modulari aventi impronta frontale identica e una, due o tre camere spegni arco a seconda della tensione di utilizzo in corrente continua.

Le principali caratteristiche dei sezionatori OTDC sono:

- Compattezza e modularità: consentono il contenimento delle dimensioni del quadro e la riduzione dei costi.

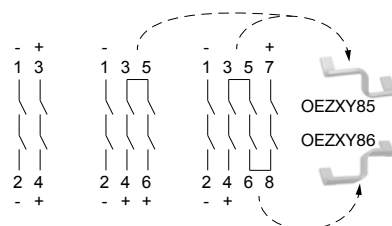
- Efficienza termica: le basse perdite resistive mantengono contenute le dispersioni di calore, evitando sprechi di energia.
- Alte tensioni di funzionamento: lo sviluppo in profondità delle camere spegni arco consente di arrivare fino a tensioni di isolamento di 1250V.
- Semplicità di installazione: grazie alla possibilità di montaggio su barra DIN, i terminali a tunnel e i jumper di collegamento in parallelo inclusi, il montaggio è facile e rapido.

Caratteristiche tecniche principali

	OTDC
Norme di riferimento	CEI EN 60947-3
Corrente nominale In A	16, 25, 32
Numero di poli	2, 3, 4
Tensione nominale Ue	
(c.c.) 2 poli V	660
(c.c.) 3 poli V	1000
(c.c.) 4 poli V	1250
Categoria d'utilizzazione	DC-21B
Temperatura massima di funzionamento in cassetta senza declassamento di Ith* °C	60
Fissaggio	Montabili a fondo quadro e su profilato EN 60715 (35 mm) a mezzo dispositivo di fissaggio rapido

Con sezione cavi minima rispettivamente di 4, 6, e 10 mm²

Diagrammi circuito



Interruttori di manovra - sezionatori OTDC100...250

Gli interruttori di manovra sezionatori della serie OTDC100...250 sono disponibili con correnti nominali da 100A a 250A in un'unica taglia fisica costituita da due soli poli (versione 1000VDC).

Disponibili a richiesta anche in versione tripolare (1500VDC) o doppia (due dispositivi azionati da una sola manovra).

Le principali caratteristiche dei sezionatori OTDC100...250 sono:

- **Compattezza:** grazie al sistema brevettato DMB (Dual Magnetic Breaking) sono l'unica soluzione al momento esistente a 1000VDC e soli due poli (impronta frontale WxH 113x176)
- **Semplicità di installazione:** il prodotto non ha polarità e questo garantisce flessibilità per il cablaggio. Inoltre è possibile avere la manovra a sinistra o centrale.
- **Sicurezza:** grazie ai contatti principali visibili è sempre possibile avere una chiara indicazione della posizione dell'interruttore.

Caratteristiche tecniche principali

	OTDC
Norme di riferimento	CEI EN 60947-3 UL-98B (versioni a richiesta)
Corrente nominale In A	100,160,200,250
Numero di poli	2
Tensione nominale Ue	
(c.c.) 2 poli V	1000
(c.c.) 3 poli V	1500
Categoria d'utilizzazione	DC-21B
Temperatura massima di funzionamento in cassetta senza declassamento di Ith* °C	40
Fissaggio	Montabili a fondo quadro



Diagrammi circuito



Serie OT per applicazioni in c.a.

I sezionatori OT sono disponibili da 16 a 3150 A fino a 1000 Vc.a.

Le principali caratteristiche includono:

- indicazione affidabile della posizione
- apertura dei contatti indipendente dalla velocità di operazione
- ampia gamma di accessori

Caratteristiche tecniche principali

OT (16-160)

Normativa di riferimento	IEC EN 60947-3
Corrente nominale @ 690 V (AC22) In [A]	16, 25, 40, 63, 80, 100, 125, 160
Numero di poli	3, 4
Tensione nominale Ue [V]	690
Categoria di utilizzazione	AC 21...AC 23 A
Temperatura di esercizio [°C]	-25...+45

OT (200-2500)

Normativa di riferimento	IEC EN 60947-3
Corrente nominale @ 690 V (AC22) In [A]	200, 315, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500
Numero di poli	2, 3, 4
Tensione nominale Ue [V]	1000
Categoria di utilizzazione	AC 21...AC 23 A
Temperatura di esercizio [°C]	-25...+45

OT (16-80)

Normativa di riferimento	UL508
Corrente nominale In [A]	20, 30, 40, 80
Numero di poli	3, 4
Tensione nominale Ue [V]	600

OT (100-1200)

Normativa di riferimento	UL98
Corrente nominale In [A]	100, 200, 400, 600, 800, 1200
Numero di poli	3, 4
Tensione nominale Ue [V]	600



Sezionatori rotativi serie OTM

I sezionatori rotativi della serie OTM sono progettati per il sezionamento delle linee elettriche secondo la norma CEI 60947-3; trovano impiego nel controllo e isolamento delle stringhe con tensioni fino a 750 V c.c. e sono il complemento ideale per la manutenzione in totale sicurezza degli impianti fotovoltaici.

Le principali caratteristiche dei sezionatori OTM sono:

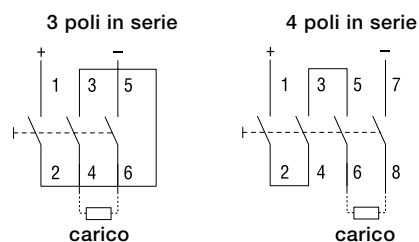
- Meccanismo ad intervento rapido in chiusura e in apertura con funzione a scatto indipendente
- Accessoriabile con contatti ausiliari e manopole per la manovra rotativa rinviata
- Integrabile con la linea di prodotti System pro M compact e compatibile con gli accessori della serie OT
- Versioni superiori a 40 A, fornite con manopola blocco porta luchettabile

Caratteristiche tecniche principali		OTM	
Norme di riferimento		CEI EN 60947-3	
Corrente nominale In A		40, 80, 125, 160	
Numero di poli		3, 4	

Sezionatore	40M_	63ML_	125M_	160M_
Corrente nominale di impiego in DC21A / poli in serie				
500 V c.c. A	16/4	16/4	20/4	125/3
750 V c.c. A	-	-	-	160/4

Categoria d'utilizzazione DC-21A
 Temperatura ambiente di funzionamento °C -25...+50
 Fissaggio su profilato EN 60715 (35 mm) a mezzo dispositivo di fissaggio rapido

* Fare riferimento agli schemi di collegamento



Serie OS per applicazioni in c.a.

I sezionatori con fusibili OS sono disponibili da 16 a 1250 A per applicazioni DIN, BS, NFC, UL e CSA.

Le principali caratteristiche includono:

- elevata capacità di interruzione
- indicazione affidabile di posizione
- i fusibili non possono essere sostituiti quando il sezionatore è in posizione di ON

Caratteristiche tecniche principali OS (32-160)

Normativa di riferimento	IEC EN 60947-3
Corrente nominale In [A]	32, 63, 100, 125
Numero di poli	3, 4
Tensione nominale Ue [V]	690
Categoria di utilizzazione	AC 23 A
Temperatura di esercizio [°C]	-25...+45

OS (200-1250)

Normativa di riferimento	IEC EN 60947-3
Corrente nominale In [A]	200, 250, 315, 400, 630, 800, 1000, 1250
Numero di poli	3, 4
Tensione nominale Ue [V]	690
Categoria di utilizzazione	AC 23 A
Temperatura di esercizio [°C]	-25...+45

OS (60G-100G)

Normativa di riferimento	UL98
Corrente nominale In [A]	60, 100*
Numero di poli	3, 4
Tensione nominale [V]	600

OS (200G-1200G)

Normativa di riferimento	UL98
Corrente nominale In [A]	200, 400, 600, 800, 1200
Numero di poli	3, 4
Tensione nominale [V]	600

*UL pending



Sezionatori modulari S800 PV-M

I sezionatori modulari S800 PV-M sono utilizzabili in reti fino a 1200 V c.c. (esecuzione quadripolare); questi prodotti e la loro vasta gamma di accessori (contatti ausiliari, bobine di sgancio, comando a motore) consentono di realizzare innumerevoli configurazioni di impianto.

Le principali caratteristiche dei sezionatori S800 PV-M sono:

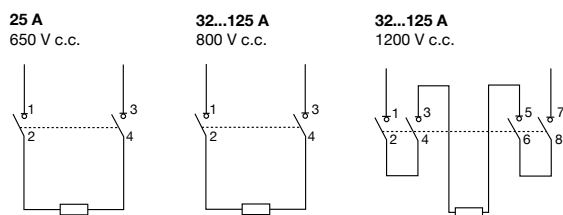
- morsetti intercambiabili
- visualizzazione stato dei contatti per singolo polo
- nessun vincolo di polarità e verso di alimentazione nel cablaggio
- utilizzo della manovra rotativa rinviata a portella

Caratteristiche tecniche principali S802 PV-M-H

Norma di riferimento	CEI EN 60947-3	
Corrente nominale In A	25	32, 63, 125
Numero di poli	2	2, 4
Tensione nominale Ue		
(c.c.) 2 poli* V kA	650	800
(c.c.) 1200V (4 poli) * kA	-	1200
Categoria d'utilizzazione	DC-21A	
Temperatura ambiente di funzionamento °C	-25...+60	
Fissaggio	su profilato EN 60715 (35 mm) a mezzo dispositivo di fissaggio rapido	

*Fare riferimento agli schemi di collegamento

Rete di moduli in sistemi isolati da terra



Sezionatori polarizzati S802 PV-M-H

Gli S802 PV-M-H sono dei sezionatori polarizzati per tensioni fino a 1000 V c.c. Sono equipaggiati con magneti permanenti che stabiliscono la polarità dell'interruttore per cui la loro alimentazione va eseguita rispettando un determinato verso.

Questi prodotti e la loro vasta gamma di accessori (contatti ausiliari, bobine di sgancio, comando a motore) consentono di realizzare innumerevoli configurazioni di impianto.

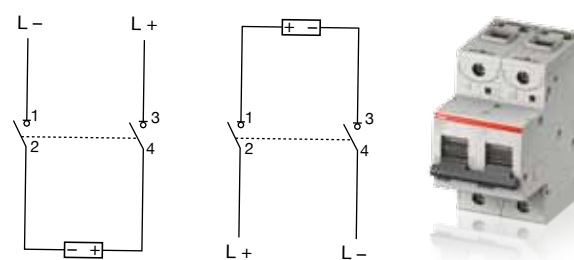
Le principali caratteristiche dei sezionatori bipolari S802 PV-M-H sono:

- morsetti intercambiabili
- visualizzazione stato dei contatti per singolo polo
- utilizzo della manovra rotativa rinviata a portella

Caratteristiche tecniche principali S802 PV-M-H

Norma di riferimento	CEI EN 60947-3
Corrente nominale In A	32, 63, 100
Numero di poli	2
Tensione nominale Ue (c.c.) 2 poli* V	1000
Corrente di breve durata Icw (c.c.) 1000V (2 poli) * kA	1,5
Categoria d'utilizzazione	DC-21A
Temperatura ambiente di funzionamento °C	-25...+60
Fissaggio	su profilato EN 60715 (35 mm) a mezzo dispositivo di fissaggio rapido

*Fare riferimento agli schemi di collegamento



Rispettare il vincolo di polarità e il verso di alimentazione nel cablaggio

6.5 Interruttori magnetotermici modulari

S800 PV-S

Gli interruttori modulari S800 PV-S sono utilizzabili in reti fino a 1200 V c.c. (esecuzione quadripolare); questi prodotti e la loro vasta gamma di accessori (contatti ausiliari, bobine di sgancio, comando a motore) consentono di realizzare innumerevoli configurazioni di impianto.

Le principali caratteristiche degli interruttori S800 PV-S sono:

- morsetti intercambiabili
- leva in posizione centrale per segnalazione del guasto
- visualizzazione stato dei contatti per singolo polo
- nessun vincolo di polarità e verso di alimentazione nel cablaggio
- utilizzo della manovra rotativa rinviata a portella

Caratteristiche tecniche principali S800 PV-S

Norma di riferimento CEI EN 60947-3

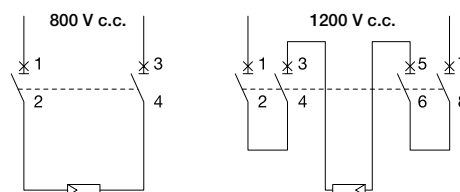
Corrente nominale I_n A	10...80	100, 125
Numero di poli	2, 4	
Tensione nominale U_e		
(c.c.) 2 poli* V	800	600
(c.c.) 4 poli* V	1200	1200
Potere di corto circuito nominale estremo I_{cu}		
(c.c.) 600/800V (2 poli) * kA	5	5
((c.c.) 1200V (4 poli) * kA	5	5

Caratteristica sganciatore magnetotermico $4 I_n \leq I_m \leq 7 I_n$
 Categoria d'utilizzazione A
 Temperatura ambiente di funzionamento °C -25...+60
 Fissaggio su profilato EN 60715 (35 mm) a mezzo dispositivo di fissaggio rapido

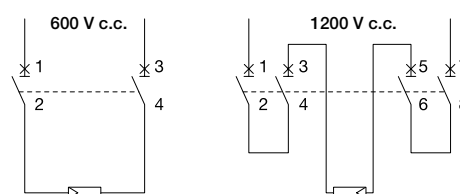
*Fare riferimento agli schemi di collegamento

Rete di moduli in sistemi isolati da terra

≤ 80A



100, 125A



6.6 Scaricatori di sovratensione

Scaricatori per la protezione lato dc dell'impianto fotovoltaico

ABB propone un'ampia gamma di dispositivi di protezione dalle sovratensioni specifici per gli impianti fotovoltaici. Le principali caratteristiche degli scaricatori di sovratensione OVR PV sono:

- Scaricatori per protezione da sovratensione diretta e indiretta sia di Tipo 1 che di Tipo 2 specifiche per impianti fotovoltaici
- Conformi alle norme: IEC 61643-1, IEC 61643-11, UTE C 61740-51
- Autoprotetti dal cortocircuito a fine vita fino a 100 Ac.c. grazie alla protezione termica integrata con prestazioni in corrente continua
- Configurazione multipolare 2P+T (+,-,PE) per tutti i modelli
- Protezione termica integrata: autoprotetti fino a 100 A di corrente di cortocircuito nel punto di installazione
- Protezione di back-up per correnti di Icc > 100A: fusibile gPV 10A
- Cartucce estraibili
- Versioni con e senza contatto di segnalazione di fine vita.

Caratteristiche tecniche principali

OVR PV T1:

- Scaricatori di Tipo 1 per la protezione da sovratensione diretta di impianti fotovoltaici lato c.c.
- Tensione nominale U_{cpv} : 670 V e 1.000 V c.c.
- Corrente di corto circuito I_{scwpv} 100 A
- Corrente impulsiva limp 6,25 kA
- Livello di protezione U_p : 1,9 kV e 2,5 kV

OVR PV:

- Scaricatori di Tipo 2 per la protezione da sovratensione indotta di impianti fotovoltaici lato c.c.
- Tensione nominale U_{cpv} : 670 V e 1.000 V c.c.
- Corrente di corto circuito I_{scwpv} 100 A
- Corrente di scarica massima I_{max} 40 kA
- Livello di protezione U_p : 1,4 kV e 3,8 kV

Scaricatori per la protezione lato ac dell'impianto fotovoltaico

La gamma OVR è la soluzione ideale per la protezione delle sovratensioni sul lato c.a. subito a valle dell'inverter.

Le principali caratteristiche della gamma OVR sono:

- Installazione a monte dei dispositivi di protezione differenziale (schemi "3+1" e "1+1")
- Manutenzione semplificata grazie alla possibilità di sostituire la cartuccia invece dell'intero prodotto (versione P) e alla riserva di funzionamento (versione S)
- Monitoraggio costante dello stato del prodotto grazie al contatto di segnalazione integrato (versione TS).

Caratteristiche tecniche principali

OVR T1:

- Scaricatori di Tipo 1 per la protezione da sovratensione diretta di impianti fotovoltaici lato a.c.
- Tensione nominale U_n : 230 V
- Tensione massima continuativa U_c 255 V
- Corrente di impulsiva per polo: limp 25 kA
- Livello di protezione U_p : 2,5 kV
- Protezione di back-up con fusibile gG/gL da 125 A

OVR T2:

- Scaricatori di Tipo 2 per la protezione da sovratensione indotta di impianti fotovoltaici lato a.c.
- Tensione nominale U_n : 230 V
- Tensione massima continuativa U_c 275 V
- Corrente di scarica massima per polo: I_{max} fino a 70 kA
- Livello di protezione U_p <1,4 kV
- Protezione di back-up con fusibile o interruttore magnetotermico
- Automaticamente coordinati a 0 metri con scaricatori di Tipo 1 e con distanza minima di 1 metro con scaricatori di Tipo 2.



6.7 Sezionatori fusibili

E 90 PV

La serie di sezionatori fusibili E 90 PV è progettata per tensioni fino a 1000 V in corrente continua con categoria di utilizzo DC-20B.

La serie E 90 PV trova specifico impiego nella protezione dalle sovracorrenti in impianti fotovoltaici e fornisce una soluzione affidabile, compatta ed economica poiché utilizza fusibili cilindrici 10,3 x 38 mm.

Le principali caratteristiche dei sezionatori fusibili E 90 PV sono:

- Manopola con apertura a 90° per agevolare l'inserimento del fusibile orizzontale anche indossando guanti o usando il pollice
- Ingombro da aperto di soli 17mm aggiuntivi rispetto alla posizione di chiuso
- Morsetti da 25mm² con gabbie dei morsetti zigriate per un miglior serraggio del cavo
- Compatibile al 100% con avvitatori elettrici
- Viti Pozidriv per cacciaviti a taglio e a croce
- Lucchettabile da aperto con comuni lucchetti in commercio, per garantire la sicurezza delle operazioni di manutenzione
- Piombabile da chiuso per impedire eventuali utilizzi impropri
- Camere di raffreddamento e feritoie di aereazione per favorire lo smaltimento del calore
- Disponibili versioni con spia luminosa

Caratteristiche tecniche principali E 90/32 PV

Norme di riferimento	CEI EN 60947-3
Tensione nominale d'impiego V c.c.	1000
Categoria d'utilizzazione	DC-20B
Fusibile mm	10 x 38
Tipo di corrente	c.c.
Corrente nominale A	32
Coppia di serraggio Nm	PZ2 2-2.5
Grado di protezione	IP20
Lucchettabile (da aperto)	si
Piombabile (da chiuso)	si



6.8 Fusibili cilindrici

E 9F PV

La nuova serie di fusibili cilindrici E 9F PV è stata specificatamente progettata per la protezione dei circuiti in corrente continua fino a 1000 V, curva di intervento gPV specifica per impianto fotovoltaici.

Disponibili nella taglia 10,3 x 38 mm, per correnti nominali fino a 30 A, essi risultano la migliore soluzione in impianti fotovoltaici per la protezione delle stringhe, degli inverter e degli scaricatori di sovratensioni.

Caratteristiche tecniche principali

Caratteristiche tecniche principali	E 9F PV
Tensione nominale V	1000 c.c.
Corrente nominale A	1...30
Potere d'interruzione kA	10
Capacità d'interruzione minima	1.35 x I _n
Dimensione mm	10,3 x 38
Norme	CEI EN 60269-6
Peso g	7



6.9 Attuatore telefonico

GSM ATT

I moduli ATT sono attuatori telefonici GSM che rispondono alle necessita di installazione in tutti gli ambiti applicativi assicurando la supervisione remota di utenze elettriche attraverso la telefonia mobile.

In particolare, la versione ATT-22 consiste in un modulo di controllo con 2 uscite e 2 ingressi per impianti fotovoltaici per garantire la sicurezza di esercizio. I comandi e gli allarmi possono essere trasmessi attraverso SMS e squilli gratuiti, la programmazione può avvenire mediante l'invio di SMS o tramite il software ATT-Tool.

Tutti i moduli ATT sono forniti con batteria tampone, software di programmazione ATT-Tool e cavetto per il collegamento a PC. In aggiunta, i moduli ATT-22E sono equipaggiati con antenna esterna precablata, indispensabile qualora il modulo venga installato in ambienti dove non è garantita un'adeguata copertura del segnale GSM.



Caratteristiche tecniche

Modulo GSM		Dual band EGSM900 e GSM1800 per applicazioni dati, sms, fax e voce. Full Type Approved conforme ETSI GSM Phase 2+	
Potenza di uscita		Classe 4 (2 W@900 MHz) Classe 1 (1 W@1800 MHz)	
Autoconsumo		5 VA	
Invio comandi		SMS, squilli, toni DTMF, connessione GPRS	
Ricezione allarmi		SMS, squilli, e-mail, fax	
Ingressi	digitali	autoalimentati max. 20 V c.c., 2 mA	
	analogici	tensione di ingresso 0...10 V impedenza di ingresso < 10 Kohm / 100 nF velocità di campionamento 90 Ksps/sec	
Uscite	relè	NA 4 A 250 V c.a.	
	carico minimo	100 mA, 12 V	
Led indicatore GSM	OFF	non alimentato	
	ON FISSO	alimentazione presente non registrato in rete, PIN SIM mancante o errato	
	LAMPEGG. LENTO LAMPEGG. VELOCE	alimentazione presente, registrato in rete comunicazione in corso	
Alimentazione	V	12 ±10% c.a./c.c.	
Potenza assorbita	in trasmissione [W]	W	2,5
	in stand-by	W	0,4
Sezione dei morsetti		mm ²	2,5
Temperatura	ambiente	°C	-20...55
	stoccaggio	°C	-30...85
Umidità relativa	ambiente	5...95% non condensata	
	stoccaggio	5...95% solo condensazione esterna	
Moduli	4		
Grado di protezione	IP40		
Normative di riferimento	R&TTE, Direttiva 1999/5/EG; Low Voltage, Direttiva 2006/95/CE; EMC, Direttiva 2004/108/CE		

6.10 Dispositivo di controllo isolamento

Monitor di isolamento ISL-A 600, ISL-C 600

Nelle reti elettriche di distribuzione di tipo IT, in particolare negli impianti PV, l'elevata impedenza di isolamento impedisce che i guasti verso terra generino correnti in grado di accrescere pericolosamente il potenziale delle masse in tensione.

In caso di dispersione verso terra, nelle reti IT, non è dunque necessario interrompere l'alimentazione; tuttavia è indispensabile monitorare con continuità il livello di isolamento per individuare i guasti e ripristinare il funzionamento ottimale dell'impianto.

ISL-C 600 è un monitor d'isolamento per sistemi di distribuzione IT fino a 760 V c.a. (1100 V c.a. in caso di impianti IT trifase con neutro accessibile). ISL-A 600 è un monitor di isolamento per sistemi di distribuzione IT in corrente continua fino a 600 V c.c."



Caratteristiche tecniche principali

	ISL-A 600	ISL-C 600
Autoconsumo VA	6	5
Impostazione soglia ALARM kΩ	-	30÷300
Impostazione soglia TRIP kΩ	30÷300	10÷100
Corrente di misura max mA	1,5	0,240
Tensione di misura max V c.c.	-	48
Impedenza interna kΩ	880 kΩ L+/L- 450 kΩ L/terra	200
Numero relè NA-C-NC TRIP	1	1
Numero relè NA-C-NC ALARM	-	1
Portata contatti relè max		250 V 5 A
Temperatura di funzionamento °C		-10 ÷ 60
Temperatura di stoccaggio °C		-20 ÷ 70
Umidità relativa		≤ 95%
Sezione max morsetti mm ²	2,5	2,5
Grado di protezione	IP40 frontale,	IP20 contenitore
Moduli	6	6
Peso g	400	500
Norme di riferimento	EN 61010-1, EN 61557-8, EN 61326-1	EN 61010-1, EN 61557-8, EN 61326-1

Monitor di isolamento CM-IWN

La serie CM-IWN.x offre un innovativo monitor d'isolamento. Grazie alle aumentate performance il CM-IWN.5 è in grado di offrire misure affidabili in impianti con di capacità di dispersione verso terra fino a 1000 micro farad. In combinazione con un nuovo principio di misurazione, si possono monitorare reti fino a 690 V c.a. e 1000 V c.c. da 15 a 400 Hz.

Principio di misura

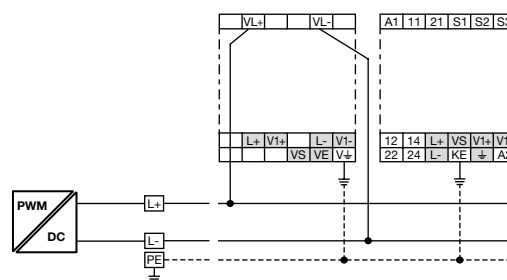
Con il CM-IWN.1x un segnale pulsante di misura viene inviato al sistema da monitorare, calcolando la resistenza dell'isolamento.

Questo segnale pulsante cambia di forma a seconda della resistenza dell'isolamento e della capacità di dispersione del sistema. In funzione delle modifiche subite dalla forma d'onda è possibile prevedere la variazione della resistenza di isolamento. Quando la resistenza d'isolamento prevista corrisponde alla resistenza calcolata nel successivo ciclo di misura ed è inferiore al valore impostato, i relè d'uscita vengono attivati o disattivati a seconda della configurazione del dispositivo. Questo principio di misura è utile anche per rilevare guasti dell'isolamento simmetrici.

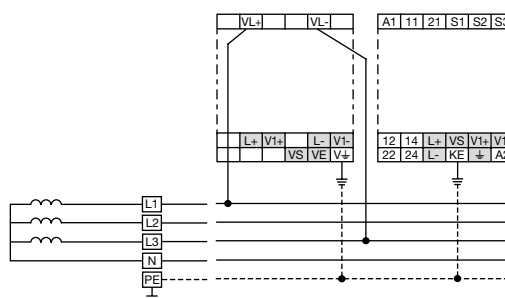
Caratteristiche principali

- Conforme alla norma IEC/EN 61557-8
- Connessione diretta a sistemi a 690 V c.a. e 1000 V c.c. con il modulo di accoppiamento CM-IVN
- Frequenza nominale 15-400 Hz
- Monitoraggio interruzione cavi
- Monitoraggio errori d'impostazione

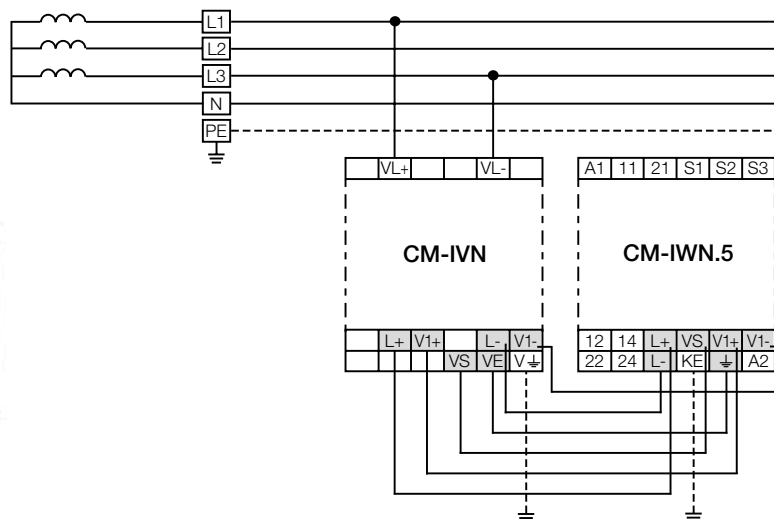
- Sicurezza integrata grazie anche al test del sistema implementato all'avviamento
- Possibilità di reset e test sul fronte o mediante controllo remoto
- Nuovo principio di misura predittivo
- Massima capacità di dispersione verso terra, 1000 μ F.



Sistema c.c. a 2 fili



Sistema c.a. a 4 fili



6.11 Relè di interfaccia

CM-UFD.M32

Il nuovo relè di protezione di interfaccia (SPI), deputato al controllo della tensione e frequenza di rete, provvede al distacco della generazione diffusa (GD) qualora i parametri siano al di fuori delle soglie impostate.

Completamente configurabile assicura la flessibilità necessaria all'integrazione in rete dei piccoli e medi impianti.

Caratteristiche principali

- Protezione di massima/minima frequenza doppia soglia
- Protezione di minima tensione doppia soglia
- Protezione di massima tensione e massima tensione media
- Elevata precisione di misura
- Ingressi dedicati per telescatto e per abilitazione soglie di frequenza
- Gestione integrata della funzione di rinalzo (per impianti con potenze > 20 kW)
- Relè di uscita aggiuntivo per la gestione della richiusura di interruttori motorizzati e/o per il comando di un secondo DDI
- Led frontali per un'immediata segnalazione degli stati
- Ampio display frontale per la lettura delle informazioni/allarmi nonché per facilitare gli eventuali settaggi, effettuabili mediante appositi comandi.
- Protezione della configurazione tramite password
- Funzione di autodiagnosi
- Memorizzazione degli ultimi 10 eventi
- Alimentazione ausiliaria 24 V c.a./c.c. e 230 V c.a. in un unico codice
- Custodia modulare, larghezza 6 moduli installabile su profilati DIN.

Tipo	CM-UFD.M32
Codice d'ordine	CMUFD.M32
Tensione di alimentazione	24 V CC/CA o 230 V CA (-15, +10%)
Buffer di 5 secondi in assenza di tensione ausiliaria	esterno (CP-B)
Consumo	3 VA (2,7 W)
Intervallo di misura sopra-/sotto tensione	(L-N) 10-345 V CA (L-L) 20-600 V CA
Intervallo di misura sopra-/sotto frequenza	45-55 Hz
Precisione della misura di tensione	± 1 % del valore misurato
Precisione della misura di frequenza	± 0,01 Hz
Accuratezza visualizzazione display	± 1 Digit (1 V o 0,01 Hz)
Relè di uscita	250 V AC - 5 A
Ingressi	lunghezza massima 200 m
Dimensioni	105 x 90 x 62 mm
Temperatura di funzionamento	-20...+70 °C
Standard di riferimento	CEI 0-21 ed Giugno 2012



6.12 Accumulatori d'energia ad ultra-condensatori

CP-B

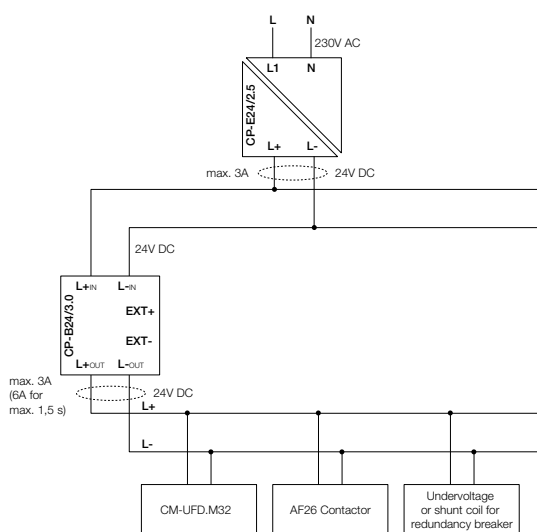
Nella maggior parte dei settori di automazione, generazione e gestione dell'energia, i sistemi di alimentazione devono essere altamente affidabili.

Per ovviare alle interruzioni momentanee della rete elettrica si ricorre sempre più spesso a sistemi di accumulo. I CP-B sono la soluzione ideale per garantire la continuità di servizio dei dispositivi di protezione d'interfaccia (DDI) in ottemperanza alla norma CEI 0-21 ed. giugno 2012. È necessario infatti garantire l'alimentazione ausiliaria per almeno 5 s anche in assenza della rete, evitando che avvengano indebite separazioni, al verificarsi di buchi di tensione (LVFRT - Low Voltage Fault Ride Through), aumentando così il rendimento complessivo dell'impianto. I più comuni e diffusi sistemi a batteria hanno una durata

limitata, sono molto influenzati dalle condizioni ambientali e devono essere sottoposti a regolare manutenzione, con conseguente dispendio di lavoro e costi. Utilizzando la più moderna tecnologia a ultracondensatori, ABB offre un prodotto innovativo e completamente privo di manutenzione per il buffering dell'alimentazione a 24 V c.c. fino a 20 A in caso di interruzione della corrente da rete. Grazie ai moduli della serie CP-B, in caso di perdita dell'alimentazione, l'energia immagazzinata nel condensatore assicura continuità al carico fino a diverse centinaia di secondi, in funzione della corrente assorbita.

Caratteristiche principali

- Tensione d'uscita 24,0 V c.c., in modalità buffer 23,0 V
- LED per indicazione stato
- Contatti a relè per segnalazione dello stato
- Tempi di backup elevati (per es. con CP-B 24/10.0 fino a 6 minuti per una corrente di carico di 1 A)
- Tempi di carica molto bassi
- Alta efficienza, superiore al 90 %
- Ampio range di temperature -20...+60 °C
- Montaggio su guida DIN, involucri compatti
- Vantaggi in confronto ai moduli buffer a batteria: assenza di manutenzione; immunità alle scariche profonde; resistenza alle alte temperature
- Approvazione H (UL508, CSA 22.2 N.14) 1



Tipo		CP-B 24/3.0	CP-B 24/10.0	CP-B 24/20.0	CP-B EXT.2
Codice ABB		1SVR 427 060 R0300	1SVR 427 060 R1000	1SVR 427 060 R2000	1SVR 427 065 R0000
Codice d'ordine		CPB243	CPB2410	CPB2420	CPBEXT2
Tensione d'ingresso nominale		24 V c.c.	24 V c.c.	24 V c.c.	-
Corrente nominale		3 A c.c.	10 A c.c.	20 A c.c.	-
Energia accumulabile (min.)		1000 Ws	10000 Ws	8000 Ws	2000 Ws
Tempo di carica tipico	100 %	65 s	120 s	68 s	
con corrente di carico	0 %	56 s	82 s	62 s	
Tempo di buffer tipico ¹⁾					
in funzione della corrente di carico	100 %	14 s	40 s	15 s	
	50 %	28 s	80 s	30 s	
	25 %	74 s	140 s	60 s	
	10 %	148 s	380 s	150 s	
Dimensioni					
Larghezza		60 mm	127 mm	84 mm	60 mm
Altezza		92,5 mm	163 mm	192 mm	92,5 mm
Profondità		116 mm	150 mm	198 mm	116 mm

6.13 Contatori elettronici di energia

Contatori di energia modulari DELTAplus

I contatori di energia modulari sono ideali per il conteggio e monitoraggio dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, punto di misura M2 a valle dell'inverter.

Tutti i contatori sono conformi e testati secondo la direttiva europea MID, che consente l'utilizzo del contatore in tutte le situazioni in cui è richiesta una lettura fiscale dei consumi di energia.

Sono inoltre disponibili gruppi di misura già certificati UTF che comprendono il contatore di energia e i relativi trasformatori di corrente, preventivamente testati singolarmente dal laboratorio metrologico con mandato dall'Agenzia delle Dogane.

Sul catalogo tecnico System pro M compact sono disponibili diversi codici di gruppi di misura certificati UTF, a scelta in base alla portata nominale del trasformatore di corrente e al sistema di distribuzione.

DELTAplus:

- Classe di precisione B (1)
- Certificato MID per l'uso fiscale
- Inserzione tramite trasformatori di corrente e di tensione
- Conteggio dell'energia attiva in sistemi trifase
- Uscita impulsiva programmabile
- Visualizzazione a display dei parametri elettrici, tensione corrente potenza frequenza
- Verifica dell'installazione: presenza e sequenza fasi
- LED frontale di verifica presenza carico

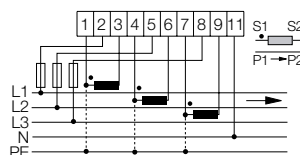
Caratteristiche tecniche principali

	DELTAplus
Norme di riferimento	CEI EN 50470-1 - CEI EN 50470-3
Tensione	3x57- 288 V (P+N) - 3x100 - 500 V (P-P)
Corrente max di inserzione	6 A
Corrente di avvio	2 mA
Frequenza	50-60 Hz ± 5%
Classe di precisione	B (Classe 1)



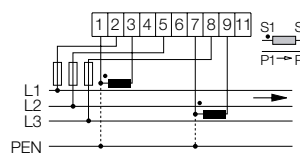
Trasformatori amperometrici serie CT

In qualunque occasione sia necessaria la misurazione indiretta, i trasformatori amperometrici serie CT sono la migliore soluzione per realizzare un impianto completo, garantendo nel lungo periodo la massima accuratezza e precisione delle rilevazioni.



Sistema trifase con neutro

DAB13000



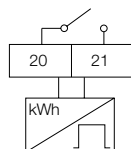
Sistema trifase senza neutro

DAB12000

Adattatori di comunicazione seriale

Gli adattatori di comunicazione consentono la comunicazione seriale dei dati tra contatore di energia e sistema di supervisione remoto.

Gli adattatori permettono l'acquisizione dei conteggi di energia e dei parametri elettrici tramite protocolli seriali a scelta tra: Modbus RTU, MeterBus, Ethernet TCP/IP, KNX.



Uscita impulsiva contatori energia attiva



6.14 Inverter

Inverter centralizzati PVS800 da 100 a 1000kW

Gli inverter centralizzati ABB sono ideali per impianti fotovoltaici di media e grossa potenza, installati su edifici commerciali o industriali.

Equipaggiati con protezioni elettriche e meccaniche, tali inverter sono progettati per un funzionamento lungo ed affidabile per almeno 20 anni.

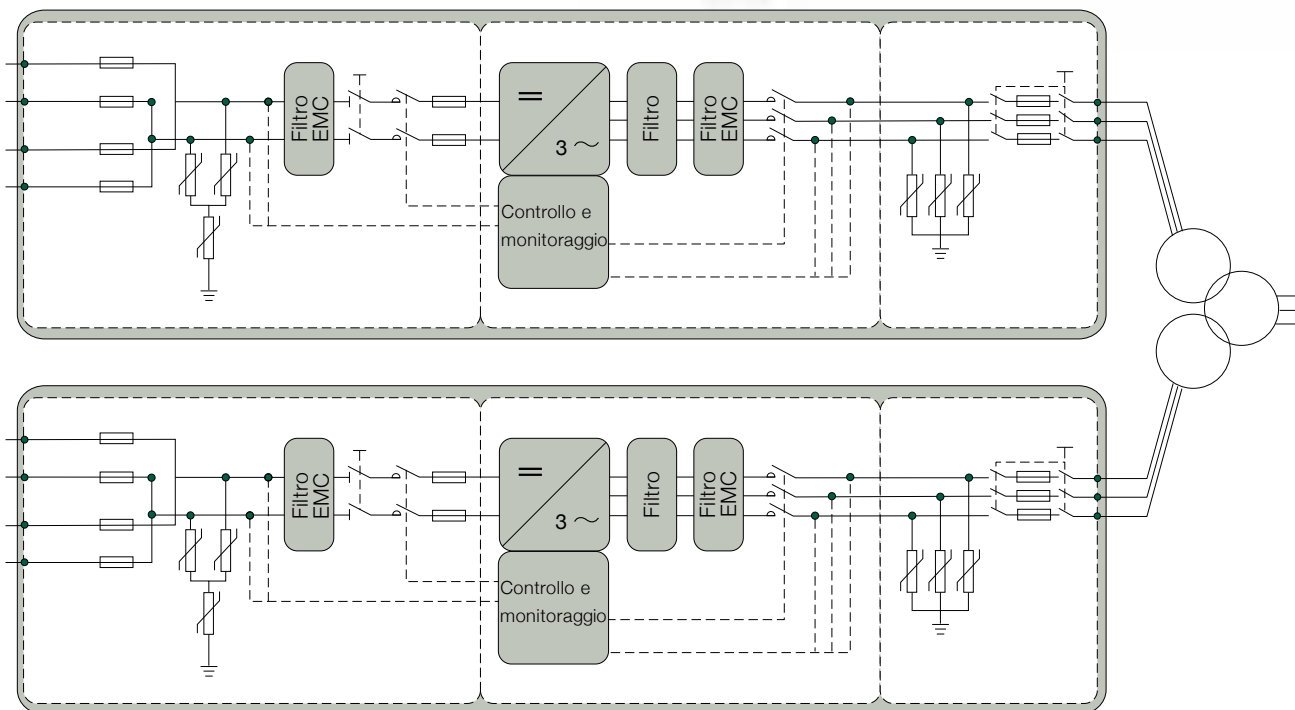
Gli inverter ABB transformless consentono la progettazione dell'impianto fotovoltaico utilizzando la combinazione di inverter con diverse potenze nominali, connessi centralmente alla rete di media tensione attraverso un trasformatore bt/MT.

Punti di forza degli inverter PVS800 sono:

- Alte prestazioni totali
- Struttura modulare e compatta
- Eccellente protezione lato c.c. e lato c.a.
- Funzioni complete di supporto di rete
- Installazione rapida e semplice
- Gamma completa di bus industriali per la comunicazione dei dati, incluso il monitoraggio remoto
- Supporto e assistenza per tutta la vita del prodotto grazie all'estesa rete globale di ABB



Configurazione e connessione



Caratteristiche tecniche principali

	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
Codice PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Ingresso (in c.c.)							
Potenza di ingresso max ($P_{PV,max}$) ¹⁾	120 kWp	300 kWp	378 kWp	600 kWp	756 kWp	1050 kWp	1200 kWp
Campo di tensione in c.c., mpp ($U_{DC, mpp}$)	450 - 825 V	450 - 825 V	525 - 825 V	450 - 825 V	525 - 825 V	525 - 825 V	600 - 850 V
Massima tensione in c.c. ($U_{max(DC)}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1100 V	1100 V
Massima corrente in c.c. ($I_{max(DC)}$)	245 A	600 A	615 A	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Numero di ingressi in c.c. protetti ²⁾	1, 4 (+/-)	2, 4, 8 (+/-)	2, 4, 8 (+/-)	4, 8, 12 (+/-)	4, 8, 12 (+/-)	8, 12, 16 (+/-)	8, 12, 16 (+/-)
Uscita (in c.a.)							
Potenza nominale ($P_{N(AC)}$) ³⁾	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Potenza di uscita max. ⁴⁾	100 kW	250 kW	345 kW	500 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Potenza con $\cos\varphi = 0.95$ ³⁾	96 kW	240 kW	300 kW	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Corrente nominale ($I_{N(AC)}$)	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Tensione nominale di uscita ($U_{N(AC)}$) ⁵⁾	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V	350 V	400 V
Frequenza di uscita	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsione armonica, corrente ⁶⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Struttura rete di distribuzione ⁷⁾	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
Efficienza							
Massima ⁸⁾	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁸⁾	97.5%	97.6%	98.3%	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Consumi							
Consumo durante l'esercizio	310 W	310 W	310 W	520 W	520 W	630 W	630 W
Consumo in standby	60 W	60 W	60 W	70 W	70 W	45 W	45 W
Tensione esterna ausiliaria ⁹⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensioni e peso							
Largh./Alt./Prof., mm	1030/2130/690	1830/2130/680	1830/2130/680	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Peso, circa ¹⁰⁾	550	1100	1100	1800	1800	2600	2600

¹⁾ Potenza di ingresso massima consigliata

²⁾ Ingressi MCB opzionali, 80 A ciascuno

³⁾ Unità da 100, 250 e 500 kW a 40 °C. Da 315 e 630 kW a 45 °C. Da 875 kW e 1000 kW a 50 °C.

⁴⁾ A 25 °C. Consultare il manuale per dettagli.

⁵⁾ +/- 10%

⁶⁾ A potenza nominale

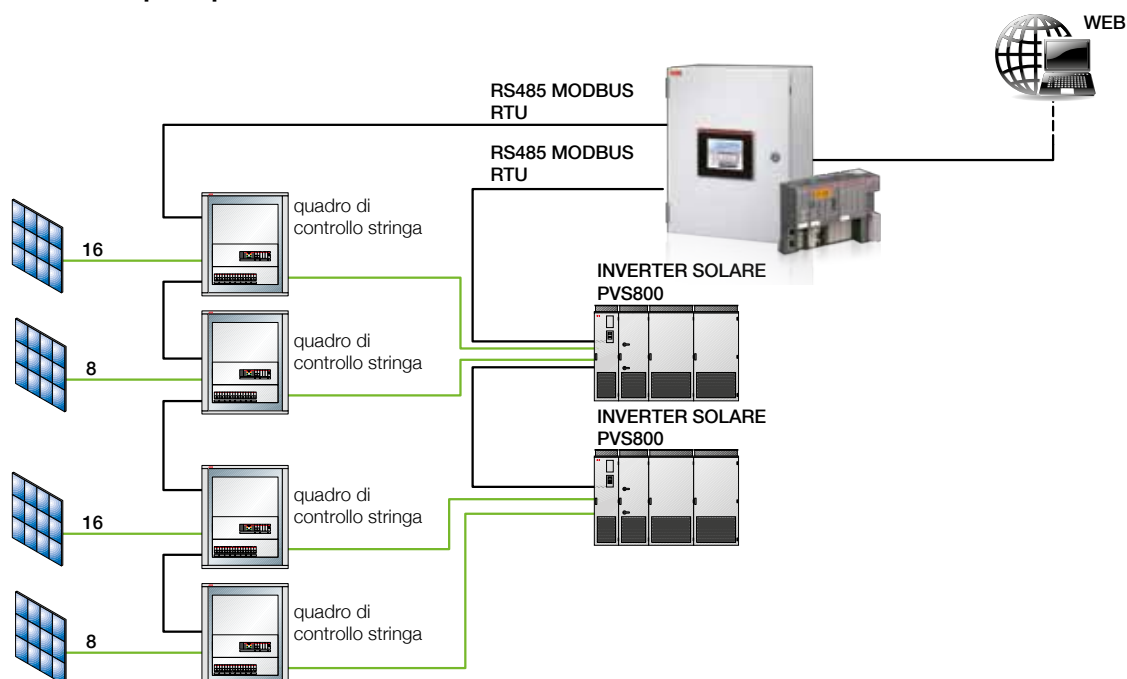
⁷⁾ Il lato inverter deve essere di tipo IT

⁸⁾ Senza consumi di corrente ausiliaria a UDC min.

⁹⁾ 115 V, 60 Hz opzionale

¹⁰⁾ Per il numero minimo di ingressi protetti. Consultare il manuale utente per dettagli.

Schema di principio sistema di comunicazione dati



6.15 Quadri

Serie Gemini

Grado di protezione: IP 66 (IEC EN 60529)
 Isolamento in classe II
 Tensione nominale di isolamento: 1000 Vc.a.,
 1500 Vc.c.
 Materiale termoplastico stampato in coiniezione, 100%
 riciclabile
 GWT: 750 °C
 Temperatura di funzionamento: da -25 °C fino a +100 °C
 Resistenza agli urti: fino a 20 J (grado IK 10)
 Per utilizzo interno/esterno
 Adatto all'installazione di interruttori e altri componenti
 su guida DIN, interruttori automatici scatolati, contattori
 ed altri apparecchi per l'automazione
 Normativa di riferimento: CEI EN 50298, CEI EN 60439-1,
 CEI 23-48, CEI 23-49, IEC 60670
 Marchio IMQ secondo Norma CEI EN 50298



6.16 Centralini da parete

Serie Europa

Grado di protezione: IP 65
 Isolamento in classe II
 Esecuzione in materiale termoplastico autoestinguente,
 resistente al calore anormale ed al fuoco fino a 650 °C
 (GWT) secondo la Norma IEC 60695-2-11
 Temperatura d'installazione: da -25 °C fino a +60 °C
 Tensione nominale di isolamento: 1000 Vc.a.,
 1500 Vc.c.
 Resistenza agli urti: 6 J (grado IK 08)
 Telaio portaprofilati DIN estraibile, per un più agevole ca-
 blaggio a banco, scomponibile (e ricomponibile a scatto),
 per una maggiore comodità di cablaggio delle singole file
 Possibilità di installare apparecchi con profondità 53,
 68 e 75 mm
 Modelli da 8 moduli e superiori, attrezzati con flange in
 bimatéria e rigide per l'ingresso facilitato di tubi e cavi
 Normativa di riferimento: CEI 23-48, CEI 23-49, IEC
 60670
 Marchio IMQ



6.17 Scatole di derivazione

Grado di protezione: IP 65
 Isolamento in classe II
 Esecuzione in materiale policarbonato autoestinguente, resistente al calore anormale ed al fuoco fino a 960 °C (GWT) secondo la Norma IEC 60695-2-11
 Temperatura d'installazione: da -25 °C fino a +60 °C
 Resistenza agli urti: 20 J (grado IK 10)
 Normativa di riferimento: CEI 23-48, IEC 60670
 Marchio IMQ



6.18 Pressacavi e dadi

Principali caratteristiche tecniche dei pressacavi e dadi a passo metrico:

- grado di protezione IP 68
- materiale: poliammide 6.6, materiale autoestinguente secondo Norma UL94 V2 e resistente al calore anormale ed al fuoco fino a 750 °C (GWT) secondo Norma IEC 60695-2-11
- temperatura d'impiego: da -20 °C a +120 °C (breve periodo)
- guarnizione in neoprene
- serraggio con corona lamellare su tutto il diametro del cavo (elimina la possibilità di danneggiare il cavo stesso)
- possibilità di recupero del pressacavo senza comprometterne l'efficacia.



6.19 Morsetti componibili e ripartitori

Morsetti componibili

I morsetti componibili a vite della nuova serie SNK sono particolarmente indicati per le applicazioni nel fotovoltaico.

La serie SNK ha un design moderno, è innovativa e compatta, offre una moltitudine di accessori per ogni esigenza realizzativa, ha conseguito le più importanti certificazioni internazionali.

Caratteristiche tecniche principali

Caratteristiche elettriche	
Tensione nominale V	1000
Corrente nominale A	max 232
Sezione nominale mm ²	max 95
Conformità alle Norme IEC 60947-7-1, IEC 60947-7-2 e IEC 60947-7-3	
Materiale autoestinguente UL94V0	



Morsetti ripartitori

I morsetti ripartitori sono disponibili nella versione unipolare, tripolare e tetrapolare.

Caratteristiche tecniche principali

Caratteristiche elettriche	
Tensione nominale	1000 V a.c. / 1500 V c.c.
Corrente nominale max	max 400 A per unipolari 175 A per tripolari 125 A per tetrapolari



6.20 Motori e convertitori di frequenza

Motori asincroni in bassa tensione

Serie M3AA Process Performance

Serie M3AA Process Performance

Motori in alluminio

Classe di efficienza IE2 (High Efficiency)

in accordo alla Norma IEC/EN 60034-30

Disponibili nella versione standard o autofrenante

Potenze: da 0,06 kW a 90 kW

Poli: 2, 4, 6, 8

Tensione: fino a 690 V

Protezione IP 55

Benefici principali:

- elevata affidabilità
- ridotta manutenzione
- progettati per operare in condizioni ambientali critiche



Convertitori di frequenza AC

ACS355

Gamma di potenza: 0,37÷22 kW

Alimentazione: 220/480 V c.a.

Ingresso Encoder per controllo posizione angolare motore

Blocchi sequenza interni per gestione inseguimento

Connettibilità Bus di campo

Dimensioni estremamente compatte

Filtro EMC integrato

Versione IP66/67 e IP69K (opzionali)

ACSM1

Gamma di potenza: da 0,75 kW a 110 kW

Alimentazione di rete: 380÷480 V c.a.

Alimentazione possibile tramite modulo rigenerativo in continua

Controllo di motori asincroni e brushless

DTC di III generazione

Programmazione motion task integrata

Opzioni Bus di campo

Ingresso STO (Safe Torque Off) di serie, certificato SIL3



6.21 Sistemi di controllo e monitoraggio con soluzione plug&play

Controllori programmabili AC500 CPU

2 interfacce seriali integrate, RS 232/RS 485 configurabili.
Display integrato per la diagnosi e il controllo di stato
Espandibile centralmente fino a 10 moduli locali di espansione e fino a 4 moduli esterni di comunicazione contemporanei, in tutte le combinazioni desiderate
Opzione: scheda SD per la memorizzazione dei dati e il backup del programma.

Può anche essere utilizzato come Slave in reti Profibus DP, CANopen e DeviceNet attraverso la porta FieldBus Plug.

Le CPU sono disponibili con porte Ethernet integrate
Grazie al web-server integrato e ai protocolli FTP/SMTP, le CPU della serie AC500 sono ideali per l'implementazione di applicazioni di raccolta dati.

La CPU PM592-ETH è inoltre dotata di un flash disk interno da 4GB per l'elaborazione dei file, rendendo semplice e flessibile l'implementazione di sistemi di datalogging su AC500.

Librerie dedicate al segmento solar, consentono una gestione del tracking solare semplice ed immediata.

La gamma si completa con la serie di moduli I/O e CPU di tipo XC, aventi le stesse funzionalità della serie AC500 standard, i quali possono essere utilizzati in condizioni ambientali estese.

In particolare il range operativo di temperatura viene ampliato a -30°.. + 70.



Quadro di monitoraggio per impianti residenziali AC500 Plug&Play

Il quadro di monitoraggio AC500 Plug & Play pre-configurato per il segmento applicativo "Solar" contribuisce ad aumentare l'efficienza degli impianti fotovoltaici attraverso un'attenta e puntuale gestione degli inverter, dei contatori di produzione e dei sensori che normalmente corredano questi tipi di impianto.

Il monitoraggio dei dati e il controllo delle apparecchiature consente di avere una panoramica completa di ciò che accade sull'impianto, con la possibilità di essere avvisati in tempo reale con una email o un sms dell'insorgenza di eventuali problematiche o del superamento dei limiti programmati.

Grazie al modem interno dotabile di SIM dati e al portale web remoto messo a disposizione da ABB è possibile visualizzare da PC, smartphone o tablet una panoramica completa di tutti gli impianti del cliente, con analisi dettagliate in forma grafica o tabellare delle principali informazioni della singola installazione.

Dal portale web sarà infine possibile selezionare ed esportare su file excel i dati delle grandezze monitorate nell'arco di una precisa finestra temporale, consentendo di effettuare le analisi statistiche necessarie per migliorare le prestazioni.



6.22 Quadri di campo per il controllo di stringa e sistema monitoraggio per grandi impianti

I quadri di controllo stringa, ideati per grandi impianti, consentono di monitorare ogni singola stringa e di segnalare eventuali perdite di produzione di energia.

In base alle stringhe da controllare all'interno dei quadri sono inseriti, oltre a tutti gli apparecchi necessari per la protezione ed il sezionamento della stringa, dei componenti PLC serie AC500 la produttività dell'impianto.



4 stringhe

Quadro Gemini taglia 3 IP66

Dimensioni: 460 x 700 x 260

8 stringhe

Quadro Gemini taglia 4 IP66

Dimensioni: 590 x 700 x 260

10 stringhe

Quadro Gemini taglia 5 IP66

Dimensioni: 590 x 855 x 360

12 stringhe

Quadro Gemini taglia 5 IP66

Dimensioni: 590 x 855 x 360

16 stringhe

Quadro Gemini taglia 6 IP66

Dimensioni: 840 x 1005 x 360

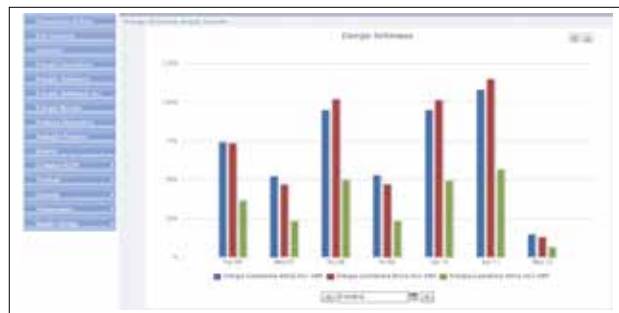
Dimensioni: b x h x p mm

Questi ultimi, sfruttando una linea seriale RS485, comunicano ad un PLC di cabina i valori di corrente delle singole stringhe e lo stato degli interruttori e degli scaricatori. Questo consente, via software, di valutare puntualmente la produttività dell'impianto.



Opzione Datalogger

Datalogger solare inserito nel quadro concentratore di cabina



6.23 Quadri di interfaccia precablati

In aggiunta al relè di protezione di interfaccia, la Norma CEI 0-21 include prescrizioni che coinvolgono altri componenti necessari alla realizzazione del quadro di interfaccia, che ABB è in grado di offrire.

I principali componenti del quadro sono:

- Interruttore generale ABB serie S200 o portafusibili sezionabili E 90. Sezionatori con portafusibili OS
- Relè di protezione di interfaccia ABB CM-UFD.M32
- Contattore onnipolare di categoria AC-3 ABB (solo serie AF o EK) coordinato con idonea protezione contro il corto circuito o interruttore ABB serie Tmax dotato di bobina di minima tensione e di motore per il riarmo
- Sistema di accumulo di energia per relè CM-UFD.32 e per contattore o interruttore ABB: alimentatore ABB serie CP-E 24 e modulo buffer ABB serie CP-B
- Quadro gemini
- Morsetti e portafusibili ABB serie SNK
- Portafusibili ABB E 90.

Per impianti di potenza maggiore a 20 kW bobina di minima tensione o a lancio di corrente per gestione del rinalzo su interruttore esterno.



I componenti principali

Corrente massima AC-3	Potenza indicativa impianto	Relè di interfaccia CM-UFD	Contattore AF o EK	Contatto Ausiliario*	Alimentatore CP-E	Buffer CP-B	Bobina Comando Rinalzo*
18 A	11 kW	CM-UFD.M32 CMUFDM32	AF16-40-00-11 AF16400011	CAL4-11 CAL411	CP-E 24/2,5 ET 699 7	CP-B24/3.0 CPB243	S 2C-A1 per S200 A570992
22 A	13,5 kW	CM-UFD.M32 CMUFDM32	AF26-40-00-11 AF26400011	CAL4-11 CAL411	CP-E 24/2,5 ET 699 7	CP-B24/3.0 CPB243	S 2C-A1 per S200 A570992
37 A	23 kW	CM-UFD.M32 CMUFDM32	AF45-40-00 EN 027 7	CAL5-11 EN 266 1	CP-E24/5,0 ET 666 6	CP-B24/3.0 CPB243	S 2C-A1 per S200 A570992
50 A	31 kW	CM-UFD.M32 CMUFDM32	AF50-40-00 EN 028 5	CAL5-11 EN 266 1	CP-E24/5,0 ET 666 6	CP-B24/3.0 CPB243	S 2C-A1 per S200 A570992
75 A	46,5 kW	CM-UFD.M32 CMUFDM32	AF75-40-00 EN 029 3	CAL5-11 EN 266 1	CP-E 24/5,0 ET 666 6	CP-B24/3.0 CPB243	SOR-C 24-30Vca/cc F/P XT1÷4 1SDA066322R1
120 A	74,5 kW	CM-UFD.M32 CMUFDM32	EK110-40-21 EM 239 9	integrato	CP-E 24/10,0 ET 667 4	CP-B24/10.0 CPB2410	SOR-C 24-30Vca/cc F/P XT1÷4 1SDA066322R1
145 A	90 kW	CM-UFD.M32 CMUFDM32	EK150-40-21 EM 247 2	integrato	CP-E 24/10,0 ET 667 4	CP-B24/10.0 CPB2410	SOR-C 24-30Vca/cc F/P XT1÷4 1SDA066322R1
210 A	130,5 kW	CM-UFD.M32 CMUFDM32	EK175-40-21 EM 255 5	integrato	CP-E 24/20,0 ET 668 2	CP-B24/20.0 CPB2420	SOR-C 24-30Vca/cc F/P XT1÷4 1SDA066322R1

6.24 Quadri di campo in c.c.

L'offerta ABB per gli impianti fotovoltaici è completata da un'ampia scelta di quadri di campo, quadri di stringa e quadri di parallelo già pronti per l'installazione. Questi prodotti, realizzati in contenitori con isolamento in classe II sono equipaggiati con tutti i componenti necessari a realizzare le funzioni di protezione e sezionamento, secondo la tipologia dell'impianto.



1 stringa

Centralino Europa 8 moduli IP65

10 A, 800 V

Interruttore magnetotermico S802PV-S10
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Centralino Europa 12 moduli IP65

16 A, 660 V

Sezionatore OTDC 16 F2
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P
Sezionatore fusibile E 92/32 PV

16 A, 1000 V

Sezionatore OTDC 16 F3
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P
Sezionatore fusibile E 92/32 PV



2 stringhe

Centralino Europa 12 moduli IP65

16 A, 800 V

Interruttore magnetotermico S802PV-S16
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Centralino Europa 18 moduli IP65

25 A, 660 V

Sezionatore OTDC 25 F2
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P
Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

25 A, 1000 V

Sezionatore OTDC 25 F3
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P
Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa



3 stringhe

Centralino Europa 18 moduli IP65

25 A, 1000 V

Sezionatore OTDC 32 F2
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P
Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

32 A, 800 V

Interruttore magnetotermico S802PV-S32
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P
Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

32 A, 1000 V

Sezionatore OTDC 32 F3
Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P
Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

**4 stringhe****Centralino Europa 36 moduli IP65****25 A, 1000 V**

Sezionatore OTDC 32 F2

Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

40 A, 800 V

Interruttore magnetotermico S802PV-S40

Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

25 A, 1000 V

Sezionatore OTDC 32 F3

Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

**5 stringhe****Quadro Gemini taglia 1 IP66****50 A, 800 V**

Interruttore magnetotermico S802PV-S50

Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

50 A, 1000 V

Sezionatore T1D 160 PV

Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

**6 stringhe****Quadro Gemini taglia 2 IP66****63 A, 800 V**

Interruttore magnetotermico S802PV-S63

Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

63 A, 1000 V

Sezionatore T1D 160 PV

Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

8 stringhe**80 A, 1000 V**

Interruttore magnetotermico S804PV-S80

Scaricatore di OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

80 A, 1000 V

Sezionatore T1D 160 PV

Scaricatore di sovratensioni OVR PV 40 1000 P

Sezionatori fusibili E 92/32 PV per ogni stringa

6.25 Quadri di campo CPI in c.c.

Le versioni CPI dei quadri di campo DC di ABB sono realizzate con sezionatori sotto carico, serie S800PV-M o Tmax PV, dotati di bobina di minima tensione che, grazie al collegamento con un centralino di emergenza da installare in posizione ben visibile ed accessibile, permette il sezionamento della linea tra il quadro di campo DC e l'inverter, garantendo quindi un elevato standard di sicurezza dell'impianto.



1 stringa Centralino Europa IP65 12 moduli 10 A, 800 V

Interruttore di manovra sezionatore S802 PV-M32
dotato di bobina di minima tensione
Scaricatori di sovratensioni
Sezionatori fusibili
Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V
Connettori rapidi MC4
Confezione completa di centralino
di emergenza (cod. 13180) e cartellonistica conforme
D. Lgs 81/2008



2 stringhe Centralino Europa IP65 18 moduli 20 A, 800 V

Interruttore di manovra sezionatore
S802 PV-M32
dotato di bobina di minima tensione
Scaricatori di sovratensioni
Sezionatori fusibili
Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V
Connettori rapidi MC4
Confezione completa di centralino
di emergenza (cod. 13180) e cartellonistica conforme
D. Lgs 81/2008



3 stringhe Centralino Europa IP65 36 moduli 30 A, 800 V

Interruttore di manovra sezionatore
S802 PV-M32
dotato di bobina di minima tensione
Scaricatori di sovratensioni
Sezionatori fusibili
Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V
Connettori rapidi MC4
Confezione completa di centralino
di emergenza (cod. 13180) e cartellonistica conforme
D. Lgs 81/2008



4 stringhe Centralino Europa IP65 36 moduli 40 A, 800 V

Interruttore di manovra sezionatore
S802 PV-M63
dotato di bobina di minima tensione
Scaricatori di sovratensioni
Sezionatori fusibili
Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V
Connettori rapidi MC4
Confezione completa di centralino
di emergenza (cod. 13180) e cartellonistica conforme
D. Lgs 81/2008



5 stringhe
Quadro Gemini taglia 2
IP66 54 moduli
50 A, 1000 V
Sezionatore
Tmax T1D160 PV
dotato di bobina di minima tensione
Scaricatori di sovratensioni
Sezionatori fusibili
Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V
Connettori rapidi MC4
Confezione completa di cartellonistica conforme D.
Lgs 81/2008



6 stringhe
Quadro Gemini taglia 2
IP66 54 moduli
60 A, 1000 V
Sezionatore
Tmax T1D160 PV
dotato di bobina di minima tensione
Scaricatori di sovratensioni
Sezionatori fusibili
Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V
Connettori rapidi MC4
Confezione completa di cartellonistica conforme D.
Lgs 81/2008

8 stringhe
80 A, 1000 V
Sezionatore
Tmax T1D160 PV
dotato di bobina di minima tensione
Scaricatori di sovratensioni
Sezionatori fusibili
Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V
Connettori rapidi MC4
Confezione completa di cartellonistica conforme D.
Lgs 81/2008

6.26 Quadri di campo multiuscita in c.c.

La versione Multiuscita dei quadri di campo DC racchiude, in un unico centralino, circuiti indipendenti garantendo così la gestione autonoma delle singole stringhe da parte dell'inverter (multi MPPT) con la conseguente massimizzazione del rendimento dell'impianto.



2 stringhe (2 ingressi e 2 uscite)
Centralino Europa IP65 36 moduli
16 A, 660 V

Sezionatore
 OTDC 16 F2
 Scaricatori di sovratensioni
 Sezionatori fusibili
 Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V

10 A, 800 V
 Interruttore magnetotermico
 S802 PV-S10
 Scaricatori di sovratensioni
 Sezionatori fusibili
 Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V



3 stringhe (3 ingressi e 3 uscite)
Quadro Gemini taglia 2 IP66 54moduli
16 A, 1000 V

Sezionatore
 OTDC 25 F3
 Scaricatori di sovratensioni
 Sezionatori fusibili
 Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V

10 A, 1000 V
 Interruttore magnetotermico
 S804 PV-S10
 Scaricatori di sovratensioni
 Sezionatori fusibili
 Morsetti a vite per tensioni fino a 1000 V

Appendice A: Nuove tecnologie

A.1 Tecnologie emergenti delle celle

Diverse nuove tecnologie sono oggetto di attività di ricerca e sviluppo. Le tecnologie emergenti possono essere suddivise in due tipologie in base al concetto cui si ispirano:

- basso costo, che comprende le celle “dye sensitized”, le celle organiche e le celle ibride a base di nanocomposti inorganici-organici (DSSC);
- alta efficienza, che comprende diversi approcci per ottenere celle che oltrepassino il limite teorico di efficienza di conversione dell’energia solare per una singola giunzione, ossia 31% senza concentrazione e 40.8% alla massima concentrazione possibile (OSC).

Le “*dye sensitized solar cells*” (DSSC - dette anche celle di Gratzel dal nome del loro inventore) sono costituite da un substrato di vetro o plastica con un elettrodo trasparente conduttivo in film sottile, uno strato di nanocristalli porosi del semiconduttore TiO_2 , molecole dye (complessi metallo-organici di Rutenio) distribuite sulla superficie di TiO_2 , un elettrolita costituito da un solvente organico ed una coppia redox come ioduro/trioduro ed un contro-elettrodo catalizzato con platino, depositati uno sull’altro. A differenza delle celle tradizionali, la funzione di assorbimento della radiazione solare e generazione di cariche elettriche è separata da quella di trasporto delle cariche stesse.

Difatti le molecole dye assorbono la luce e creano le coppie elettrone-lacuna, gli elettroni vengono immessi nel TiO_2 e trasportati fino al contatto, la coppia redox provvede a rifornire il dye dell’elettrone ceduto, chiudendo il circuito interno con l’elettrodo posteriore (dove preleva gli elettroni provenienti dal circuito esterno).

Il principale vantaggio di tale tecnologia risiede nel poter depositare su larga area i diversi materiali utilizzando dei processi a costo molto basso: ci si attende che i costi di produzione possano arrivare a circa 0.5 €/W.

L’efficienza di questa tecnologia di celle ha raggiunto valori interessanti ed è in continua crescita: l’efficienza per applicazioni commerciali è del 10%, ma in laboratorio si è raggiunto il 12.3%. Inoltre le celle DSSC funzionano anche in condizioni di minima illuminazione poiché non sono soggette alle perdite per ricombinazione, fenomeno rilevante in condizioni di scarso irraggiamento (es. cielo nuvoloso); il loro livello di irraggiamento minimo richiesto per favorirne il funzionamento è inferiore a quello delle celle tradizionali in silicio, pertanto il loro utilizzo è stato proposto anche per applicazioni interne, raccogliendo energia dagli impianti di illuminazione.

Le *celle organiche* (*organic solar cells* – OSC) sono costituite da un elettrodo trasparente conduttivo (ITO su vetro o plastica), un materiale attivo costituito da molecole

organiche o polimeri ed un contro-elettrodo metallico. Nelle OSC l’assorbimento della luce e la liberazione di cariche elettriche avviene per mezzo del materiale organico che è responsabile anche del trasporto agli elettrodi delle cariche generate per effetto fotovoltaico.

Le celle organiche più efficienti (che raggiungono tuttavia solo qualche punto percentuale) si ispirano al processo fotosintetico clorofilliano ed utilizzano una miscela di composti, quali i pigmenti di base vegetale, ad esempio le antocianine derivate dai frutti di bosco, o i polimeri e le molecole sintetizzate al fine di massimizzare l’assorbimento della radiazione solare.

Nelle *celle ibride* il materiale attivo può essere costituito da una miscela di molecole organiche e di nanoparticelle di composti inorganici (es. nanotubi di carbonio).

I semiconduttori organici possiedono le potenzialità per il raggiungimento a medio-lungo termine dell’obiettivo di produrre moduli fotovoltaici a basso costo, potendo essere sintetizzati e poi depositati a bassa temperatura e basso costo industriale, su larga area anche su substrati flessibili. Attualmente il principale limite per questa tipologia è la bassa efficienza di conversione (<7%). Inoltre dovrebbero essere condotti studi sulla stabilità e tempo di vita dei dispositivi.

Le attività in corso per l’alta efficienza mirano soprattutto a produrre dispositivi multipli disposti in serie, in cui ognuna delle giunzioni sia progettata e realizzata con un materiale specifico per la fotogenerazione in un preciso intervallo dello spettro della radiazione solare.

Poiché ogni singola giunzione necessita di una energia diversa per determinare il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione, si riesce ad utilizzare l’energia di un maggior numero di fotoni della radiazione solare, con una efficienza di conversione superiore al 30% (limite teorico 50%).

Tra le soluzioni promettenti vi è la realizzazione di celle basate su silicio a quantum dot (QD).

In questo caso il materiale fotoattivo è composto da nanocristalli di silicio di forma pressoché sferica con diametro inferiore a 7 nm, immersi in una matrice di materiale dielettrico a base di silicio, come l’ossido di silicio, il nitruro di silicio o il carburo di silicio.

Controllando dimensioni e densità dei dot è possibile fornire al materiale le caratteristiche più adatte allo sfruttamento di parte dello spettro solare. Un materiale adatto al fotovoltaico sarà costituito da un reticolo più o meno ordinato di QD di silicio del diametro di qualche nanometro distanziati di circa 1 nm in matrice di nitruro o carburo di silicio.

Un approccio alternativo per l’alta efficienza è quello di impiegare sistemi a concentrazione in grado di separare, con materiali dicroici, le diverse componenti cromatiche della radiazione solare incidente, inviandola a diverse

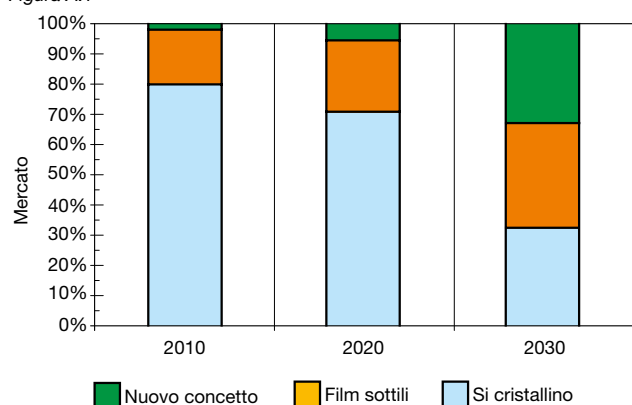
celle separate fisicamente, ciascuna in grado di sfruttare al meglio una parte dello spettro solare.

Questo approccio consente di evitare l'uso delle costose celle a multigiunzione e di ridurre il problema dell'innalzamento di temperatura delle celle fotovoltaiche che si riscontra nei sistemi a concentrazione classici.

Attualmente non sono disponibili sul mercato moduli basati su tali tecnologie anche se sono in corso di allestimento le prime linee pilota. Si stima intorno ai 10 anni il tempo necessario per avere celle organiche con diffusione commerciale.

La figura A.1 fornisce le previsioni della ripartizione del mercato per tecnologie a breve, medio e lungo termine. Tra i nuovi concetti, oltre alle tecnologie emergenti è compreso il fotovoltaico a concentrazione.

Figura A.1



A.2 Il fotovoltaico a concentrazione

Gli impianti solari a concentrazione sfruttano il principio della concentrazione della radiazione solare, mediante appositi sistemi a concentrazione, per irraggiare direttamente le celle fotovoltaiche. I concentratori attualmente utilizzati sono sia rifrattivi (lenti di Fresnel o prismatiche) nelle soluzioni di tipo "Point-focus" (in cui ogni cella ha un'ottica dedicata), che a riflessione nelle soluzioni di tipo "Dense array" (in cui si ha un'unica ottica di focalizzazione per un insieme di celle disposte lungo la linea dove avviene la concentrazione della radiazione solare). Mantenendo costante la potenza di picco del sistema, l'area di semiconduttore utilizzato viene ridotta di un fattore pari alla concentrazione ottica e pertanto si ha un aumento dell'efficienza di conversione fotovoltaica rispetto alle tecnologie tradizionali. Tuttavia il fotovoltaico a concentrazione presenta una maggiore complessità

progettuale ed impiantistica dovuta a:

- necessità d'installazione degli impianti in aree con elevata radiazione solare diretta, il che complica l'analisi delle caratteristiche del sito in fase progettuale e riduce il numero delle aree idonee a tali impianti;
- necessità di un accurato sistema d'inseguimento che mantenga il modulo il più possibile perpendicolare alla radiazione solare diretta;
- necessità di un sistema di raffreddamento delle celle per l'elevata temperatura che esse possono raggiungere a causa dell'incrementato irraggiamento; la temperatura di lavoro deve essere mantenuta inferiore ai 200-250°C tramite sistemi di raffreddamento ad aria (con scambiatori ad alette metalliche) o a liquido (con microtubi e possibilità di impiego del calore sottratto per la cogenerazione).

Gli impianti a concentrazione si possono distinguere in:

- *impianti a bassa concentrazione (2x-3x)*, basati su sistemi riflettenti piuttosto semplici, costituiti da pannelli di alluminio posti ai lati di un tradizionale modulo fotovoltaico (figura A.2); sono stati studiati nel recente passato per fronteggiare la carenza di moduli fotovoltaici sul mercato, ma oggi sono praticamente in disuso e limitati ad installazioni di nicchia, quali il fotovoltaico galleggiante (vedi paragrafo A.4);
- *impianti a media concentrazione (10x-200x)*, che utilizzano celle in silicio monocristallino o a film sottile, spesso in combinazione ad un sistema di tracking ad un grado di libertà ed a concentratori a specchio parabolico (figura A.3);
- *impianti ad alta concentrazione (400x-1000x)*, che impiegano celle a multi giunzione ed alta efficienza (in alcuni casi superiore al 40%), ottiche point focus e da un sistema di tracking a due gradi di libertà (figura A.4).

Figura A.2



Figura A.3



Figura A.4



Nell'ambito della generazione distribuita, mediante i sistemi fotovoltaici a concentrazione, vi è la possibilità di aggiungere alla produzione di energia elettrica il recupero di calore utile per impieghi cogenerativi, come accennato precedentemente, essendo disponibile calore dovuto al raffreddamento delle celle per impieghi quali la climatizzazione o la produzione di acqua calda sanitaria. La soluzione cogenerativa presenta tuttavia lo svantaggio di dover far lavorare le celle ad una temperatura più elevata per la produzione di calore, il che comporta una riduzione del rendimento fotovoltaico.

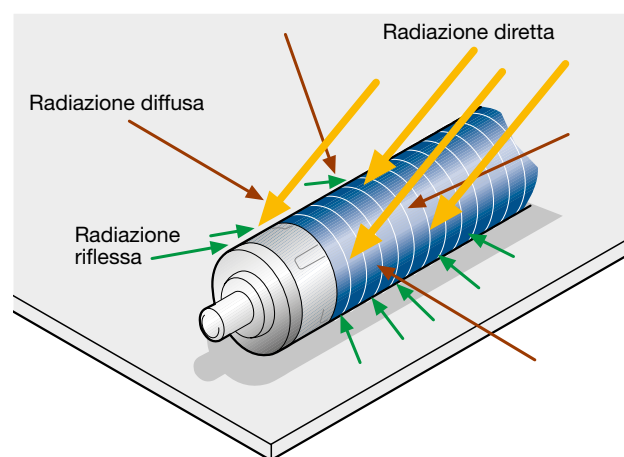
Il solare a concentrazione è ancora in fase di studio e gradualmente negli ultimi anni si sta passando alla fase di produzione industriale. Il costo di realizzazione di un sistema ad alta concentrazione con inseguimento biassiale è arrivato a 3-3.5 €/W, tuttavia il fotovoltaico a concentrazione presenta ancora ampi margini di miglioramento non solo dal punto di vista dei costi di produzione, ma anche delle performance ottenibili specie in termini di incremento dell'efficienza delle celle e di precisione dei sistemi di inseguimento.

A.3 Il fotovoltaico a moduli cilindrici

Tali impianti fotovoltaici semi-integrati impiegano moduli cilindrici ricoperti di film sottile a 360°, sfruttando la radiazione solare dell'intera giornata nonché la luce riflessa della superficie su cui poggiano (figura A.5).

I moduli cilindrici funzionano in modo ottimale se montati orizzontalmente uno vicino all'altro; il sistema è leggero e, a differenza dei moduli tradizionali, non è soggetto all'effetto vela e non richiede quindi un fissaggio dei moduli con pesi zavorrati.

Figura A.5



A.4 Il fotovoltaico galleggiante

Un'applicazione interessante riguarda gli impianti fotovoltaici galleggianti, realizzati in acque morte quali bacini in quota o laghetti (figura A.6). Tali impianti prevedono l'installazione su una struttura galleggiante di derivazione navale che può essere dotata di pompe idrauliche per il raffreddamento ad acqua dei moduli e dei sistemi di inseguimento. Inoltre possono essere presenti dei sistemi di concentrazione per incrementare la radiazione incidente sulle celle.

I principali vantaggi di questa applicazione sono:

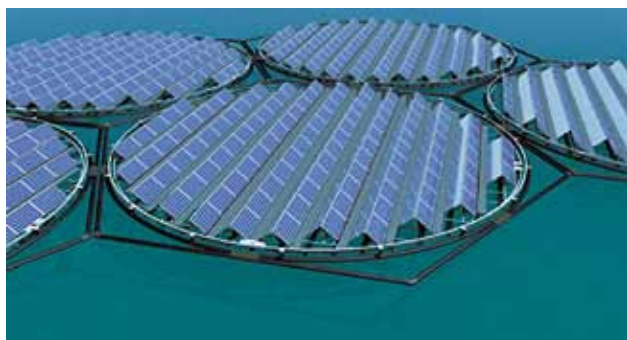
- il limitato impatto visivo, poiché gli specchi d'acqua su cui vengono realizzati tali impianti sono spesso situati in zone senza vincoli paesaggistici;
- il raffreddamento dei moduli, mediante un sottile strato d'acqua che scorrendo sulla loro superficie mantiene la temperatura degli stessi a valori tali da garantire la massima efficienza. Ciò determina un aumento della producibilità energetica annua di circa il 10%, superiore ai consumi della pompa che assicura il raffreddamento;

- l'inseguimento, dato che la piattaforma galleggiante può funzionare da inseguitore solare ad un grado di libertà, ossia orientandosi da est ad ovest nel corso della giornata, consentendo quindi un incremento della producibilità annua fino al 25%.

Esistono tuttavia alcuni svantaggi che ne rendono tutt'oggi problematico l'impiego:

- finora sono sconosciuti gli effetti del costante flusso d'acqua sui moduli e dell'interazione con la flora e fauna acquatiche nel lungo periodo;
- extra-costi (circa 0.8 €/W) dovuti alla struttura galleggiante ed ai sistemi d'inseguimento e di raffreddamento, il che comporta un aumento di circa il 50% del costo complessivo dell'impianto rispetto ad uno di pari dimensioni realizzato su tetto o sul terreno.

Figura A.6



A.5 Microinverter

Sono macchine di piccola taglia (180-320W) installate su ogni singolo modulo che consentono di ottenere alcuni vantaggi significativi quali:

- aumento dell'affidabilità dell'inverter, il quale, gestendo una potenza molto inferiore dei sistemi tradizionali, non necessita di sistemi di raffreddamento che sono spesso i più soggetti a guasti; in tal modo la probabilità annua di guasto del singolo micro-inverter può essere fino a 40 volte inferiore a quella di un inverter tradizionale;
- incremento della producibilità dell'impianto, poiché ciascun micro-inverter dotato del proprio sistema MPPT lavora secondo il proprio punto di massima potenza, indipendentemente dalle condizioni di funzionamento degli altri moduli come al contrario accade negli impianti con inverter centrale; tale beneficio sulla producibilità è rilevante qualora i moduli siano sottoposti a valori differenti d'irraggiamento per inclinazioni diverse o ombreggiamenti, situazione che si verifica sovente nelle installazioni residenziali;

Per contro l'impiego di tali macchine presenta alcuni svantaggi:

- costi più elevati, legati sia ad una scarsa maturità della tecnologia, sia all'impossibilità di sfruttare economie legate all'acquisto di inverter di grande taglia;
- efficienza massima del micro-inverter inferiore del 3-4% a quella degli inverter tradizionali dovuta alla taglia ridotta; in conseguenza di ciò i micro-inverter sono vantaggiosi, come detto sopra, solo in impianti dove è impossibile per gran parte delle ore di funzionamento annuo avere una condizione di irraggiamento prossima a quella nominale a causa della diversa inclinazione dei moduli e di ombreggiamenti.

Appendice B: Altre fonti di energie rinnovabili

B.1 Premessa

Si considerano energie rinnovabili quelle forme di energia generate da fonti che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano o non sono “esauribili” nella scala dei tempi “umani” e, per estensione, il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future.

Sono dunque generalmente considerate “fonti di energia rinnovabili” il sole, il vento, il mare, il calore della Terra, ovvero quelle fonti il cui utilizzo attuale non ne pregiudica la disponibilità nel futuro, mentre quelle “non rinnovabili”, sia per i lunghi periodi di formazione di molto superiori a quelli di consumo attuale (in particolare fonti fossili quali petrolio, carbone, gas naturale), sia per essere presenti in riserve non inesauribili sulla scala dei tempi umana, sono limitate nel futuro.

Se la definizione in senso stretto di “energia rinnovabile” è quella sopra enunciata, spesso vengono usate come sinonimi anche le locuzioni “energia sostenibile” e “fonti alternative di energia”.

Esistono tuttavia delle sottili differenze; infatti energia sostenibile è una modalità di produzione ed uso dell’energia che permette uno sviluppo sostenibile, comprendendo dunque anche l’aspetto dell’efficienza degli usi energetici. Fonti alternative di energia sono invece tutte quelle diverse dagli idrocarburi, ossia provenienti da materiali non fossili.

Pertanto non esiste una definizione univoca dell’insieme delle fonti rinnovabili, esistendo in diversi ambiti diverse opinioni sull’inclusione o meno di una o più fonti nel gruppo delle “rinnovabili”.

B.2 Energia eolica

L’energia eolica è il prodotto della conversione dell’energia cinetica posseduta dal vento in altre forme di energia, attualmente per lo più in energia elettrica.

I dispositivi predisposti a questo tipo di trasformazione si definiscono aerogeneratori o turbine eoliche.

Un aerogeneratore richiede una velocità minima del vento (cut-in) di 3-5 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12-14 m/s.

A velocità elevate il generatore viene bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il blocco può avvenire con veri e propri freni che rallentano il rotore o con metodi che si basano sul fenomeno dello stallo, “nascondendo” le pale al vento.

Esistono anche aerogeneratori a pale ad inclinazione variabile che si adattano alla direzione del vento, mantenendo costante la produzione energetica.

I giri al minuto dell’aerogeneratore sono molto variabili, poiché variabile è la velocità del vento; tuttavia, dovendo essere costante la frequenza di rete, i rotor vengono collegati ad inverter per il controllo di tensione e frequenza a cui la potenza è immessa in rete.

La cinematica del generatore eolico è caratterizzata da bassi attriti e con essi il surriscaldamento, pertanto non vi è sistema di refrigerazione (olio e acqua) con sensibile riduzione dei costi di manutenzione.

L’impatto ambientale è sempre stato un grosso disincentivo all’installazione di questi impianti.

Nella gran parte dei casi, infatti, i luoghi più ventosi risultano essere le cime ed i pendii di rilievi montuosi, dove gli impianti eolici risultano visibili anche da grande distanza, con un impatto paesaggistico non sempre tollerabile.

Un altro problema, rilevante per produzioni in larga scala, è l’intermittenza della potenza elettrica prodotta.

Infatti il vento, analogamente al sole e contrariamente alle fonti di energia convenzionali, non fornisce energia in modo omogeneo e continuativo ed, in particolare, non può essere agevolmente controllato per adattare l’energia prodotta alla richiesta di carico.

Inoltre recentemente gli enti preposti al controllo del traffico aereo di alcuni paesi hanno sollevato delle perplessità circa l’installazione dei nuovi impianti eolici, poiché sono in grado di interferire con i radar, i quali non riescono facilmente ad eliminare gli echi dovuti alle torri eoliche a causa della loro elevata RCS (*Radar Cross Section*)¹.

Nonostante tutti questi vincoli in molti paesi d’Europa si sta avendo una buona diffusione dei parchi eolici proprio per la loro semplicità d’installazione e ridotta manutenzione, sfruttando non solo la terraferma, ma anche il mare aperto, coi cosiddetti impianti off-shore.

B.3 Energia da biomasse

La biomassa utilizzabile ai fini energetici consiste in tutti quei materiali organici che possono essere utilizzati direttamente come combustibili o trasformati in combustibili liquidi o gassosi, negli impianti di conversione, per un più comodo e vasto utilizzo.

Il termine biomassa riunisce materiali di natura eterogenea, dai residui forestali agli scarti dell’industria di trasformazione del legno o delle aziende zootecniche.

¹ Il coefficiente di riflessione (*Radar Cross Section*) è una misura di quanto un oggetto sia rilevabile dal radar, poiché quando le onde radar sono emesse verso un oggetto, solo una certa quantità delle stesse viene riflessa verso la sorgente. Differenti fattori determinano la quantità di radiazione elettromagnetica riflessa, tra cui gli angoli creati dalle intersezioni dei piani delle superfici dell’oggetto. Ad esempio, un aereo stealth (progettato per essere invisibile ai radar) avrà caratteristiche che gli forniranno un basso RCS, mentre un aereo passeggeri avrà un elevato RCS.

In generale si possono definire biomasse tutti i materiali di origine organica provenienti da reazioni fotosintetiche. In Italia le biomasse coprono circa il 2.5% del fabbisogno energetico, con un apporto di anidride carbonica in atmosfera che può essere considerato virtualmente nullo poiché la quantità di CO₂ rilasciata durante la combustione è equivalente a quella assorbita dalla pianta durante il suo accrescimento.

Le biomasse possono essere utilizzate in impianti di produzione termica di dimensioni diverse, dimensioni strettamente legate alle caratteristiche del territorio e alla reperibilità del suddetto combustibile in zone limitrofe.

B.4 Energia geotermica

L'energia geotermica è una forma di energia che utilizza le sorgenti di calore, che provengono dalle zone più interne della Terra, nel sottosuolo. È naturalmente legata a quei territori dove vi sono fenomeni geotermici (in Italia si evidenziano come "zone calde" la Toscana, il Lazio, la Sardegna, la Sicilia e alcune zone del Veneto, dell'Emilia Romagna e della Lombardia) dove il calore che si propaga fino alle rocce prossime alla superficie può essere sfruttato per produrre energia elettrica attraverso una turbina a vapore, oppure utilizzato per il riscaldamento per gli usi residenziali ed industriali².

Esistono anche tecnologie (le pompe di calore a sonda geotermica) in grado di sfruttare l'energia latente del suolo, in questo caso si parla di geotermia a bassa temperatura. Queste pompe sono dei sistemi elettrici di riscaldamento (e anche raffreddamento) che traggono vantaggio dalla temperatura relativamente costante del suolo durante tutto l'arco dell'anno e possono essere applicati ad una vasta gamma di costruzioni, in qualsiasi luogo. Le sonde geotermiche sono degli scambiatori di calore (dei tubi) interrati verticalmente (od orizzontalmente) nei quali circola un fluido termoconduttore. Durante l'inverno l'ambiente viene riscaldato trasferendo energia dal terreno all'abitazione mentre durante l'estate il sistema s'inverte estraendo calore dall'ambiente e trasferendolo al terreno.

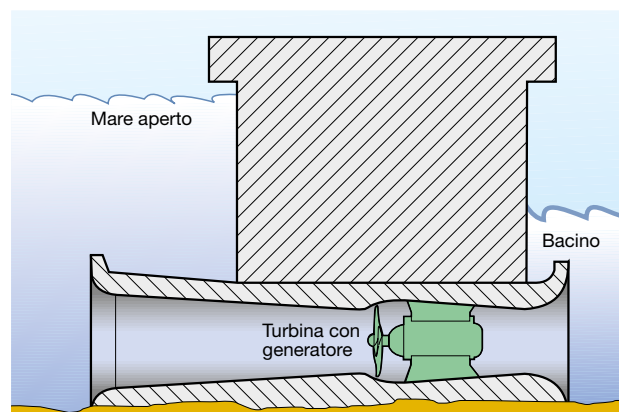
B.5 Energia da maree e moto ondoso

L'immensa riserva energetica offerta dal mare (oltre il 70% della superficie terrestre è occupata da distese oceaniche con una profondità media di 4000 m) si presta ad essere sfruttata in diversi modi. Infatti oltre al calore

dovuto al gradiente termico (differenza di temperatura tra due punti), il mare possiede energia cinetica per la presenza delle correnti marine, delle onde e delle maree. Laddove c'è un'ampia escursione tra alta e bassa marea è possibile ipotizzare la costruzione di una centrale maremotrice: sulle coste del Canada, o su quelle affacciate sul canale della Manica si raggiunge un dislivello di marea che raggiunge gli 8-15 m; invece nel Mediterraneo le escursioni medie di marea generalmente superano di poco i 50 cm.

In una centrale maremotrice, l'acqua affluisce e defluisce in un bacino di alcuni chilometri quadrati, passando attraverso una serie di tunnel nei quali, acquistando velocità, fa girare delle turbine collegate a generatori (alternatori). Durante la bassa marea l'acqua del bacino defluisce verso il mare aperto, mettendo in rotazione la turbina; quando il livello del mare comincia a salire e l'onda di marea è sufficientemente alta si fa fluire l'acqua del mare nel bacino e la turbina si mette nuovamente in rotazione. Una particolarità di questo sistema è la reversibilità delle turbine che perciò possono funzionare sia al crescere che al calare della marea (figura B.1).

Figura B.1



In generale lo sfruttamento delle maree per produrre energia elettrica è poco efficace; finora sono stati costruiti due soli impianti di questo tipo: il più importante si trova sull'estuario della Rance in Bretagna (Francia) e ha una potenza di 240 MW, l'altro è in Russia.

Le onde del mare sono un accumulo di energia presa dal vento.

Più sono lunghe le distanze e più vi è la possibilità di accumulo.

Vista la vastità del mare e l'energia contenuta in un'unica onda, si ha un immenso serbatoio di energia rinnovabile che può essere usato. Il totale medio annuo di energia contenuta nel moto ondoso (che viaggia per centinaia di km anche senza vento e con poca dispersione) al largo delle coste degli Stati Uniti, calcolato con acqua di una profondità di 60 m (l'energia inizia a dissiparsi intorno ai

² In Italia lo sfruttamento della risorsa geotermica è per il momento limitato alla Toscana ed all'alto Lazio con una capacità totale installata nel 2004 di 681 MW, ed una produzione di elettricità di 5,4 miliardi di kWh pari all'1.55% della produzione elettrica nazionale.

200 metri e a 20 metri diventa un terzo) è stato stimato potenzialmente intorno ai 2.100 TWh/anno (2100×10^{12} Wh). La produzione di energia da moto ondoso è già una realtà che suscita interesse. In paesi come il Portogallo, il Regno Unito, la Danimarca, Canada, Stati Uniti, Australia, Nuova Zelanda, ed altri ancora vi sono aziende ed istituti di ricerca che se ne occupano in modo esclusivo. Il costo per KWh, utilizzando questa fonte, è già vicino a quello dell'eolico.

Le tecnologie in fase di sperimentazione e quelle già utilizzate sono varie e numerose: sono stati realizzati dispositivi galleggianti ancorati con un cavo che si srotola e si avvolge, tappetini piezoelettrici, contenitori che si riempiono e si svuotano d'acqua, sistemi di galleggianti di varia natura e sistemi fissi sia sulla costa che sul fondo del mare.

Le prime realizzazioni sono state fisse con elevato impatto ambientale. Il primo progetto galleggiante è stato il progetto Kaimei in cui un consorzio di stati (Stati Uniti, Gran Bretagna, Irlanda, Canada, Giappone) ha iniziato a costruire nel 1978 una nave la cui produzione è di 2 MWh. Altro progetto simile è il Mighty Whale giapponese. In questa famiglia si colloca il progetto italiano Sea Breath.

B.6 Il mini-idroelettrico

Con mini-idroelettrico ci si riferisce abitualmente ad impianti idroelettrici di potenza inferiore a 10 MW, di ridotta dimensione e con un basso impatto ambientale. L'energia viene ottenuta attraverso impianti idraulici che sfruttano la portata dell'acqua per muovere le turbine. Il mini-idroelettrico può rappresentare una importante risorsa in molti territori agricoli e montani, sfruttabile sia recuperando strutture esistenti lungo i fiumi (condotte, depuratori, acquedotti), sia, laddove ci siano portate interessanti, realizzando salti e interventi di limitato impatto nei confronti dei bacini idrografici.

B.7 Solare termico

Sono gli impianti più diffusi e diffondibili sui tetti degli edifici italiani. Essi utilizzano la radiazione solare, attraverso un collettore solare, principalmente per riscaldare acqua, per usi sanitari e, dopo attenta valutazione, anche per il riscaldamento degli ambienti e per le piscine.

La tecnologia è matura ed affidabile, con impianti che hanno una vita media anche di oltre 20 anni e tempi di ritorno dell'investimento che possono essere molto brevi. Una famiglia di 4 persone che utilizza 75 litri di acqua calda a persona al giorno, integrando la caldaia convenzionale a gas con un impianto solare (impianto tipo di 4

m² di pannelli e serbatoio di 300 litri), può ammortizzare l'investimento necessario, di circa 4.000 Euro, in 3 anni.

Questo calcolo tiene conto degli incentivi esistenti che consentono di detrarre dalle tasse parte delle spese di acquisto e di installazione (detrazione fiscale del 55% per la riqualificazione energetica degli edifici).

Le soluzioni tecnologiche attualmente disponibili possono essere distinte in tre categorie:

- *collettori scoperti*, che si basano su un principio di funzionamento molto semplice: l'acqua passa attraverso tubi generalmente di materiale plastico esposti direttamente alla radiazione solare e, attraverso il loro riscaldamento, consentono di innalzare la temperatura dell'acqua che scorre al loro interno;
- *collettori piani sottovetro*, che si basano sullo stesso principio dei collettori scoperti, ma utilizzano materiali a più alta conducibilità termica (rame, acciaio inox, alluminio...) e sono racchiusi in involucri (pannelli) costituiti da una piastra assorbente nella parte posteriore (con l'obiettivo di trattenere il calore e massimizzare l'irraggiamento) e da una lastra di vetro (o materiale plastico) nella parte superiore per ridurre l'effetto di dispersione del calore nell'ambiente tramite convezione;
- *collettori sottovuoto*, in cui il tubo all'interno del quale scorre il fluido convettore è racchiuso in un tubo di vetro di diametro maggiore, la cui parte interna è ricoperta di materiale assorbente e nel quale viene creato il vuoto, al fine di realizzare un isolamento termico per ridurre la dispersione di calore per convezione.

Il calore raccolto dal fluido convettore viene poi ceduto all'acqua sanitaria contenuta in un serbatoio specifico in modo diverso a seconda della tipologia impiantistica. L'acqua calda prodotta con un impianto solare termico può essere utilizzata:

1. per gli usi sanitari (bagno, cucina, lavatrice, lavastoviglie)
2. per integrazione al riscaldamento degli ambienti (meglio se abbinato ad un tipo di riscaldamento diffuso come pavimenti e pareti radianti in quanto richiedono acqua a temperatura più bassa rispetto ai normali termosifoni utilizzati e disperdono meno il calore)
3. per il mantenimento in temperatura delle piscine
4. sia per le famiglie sia per strutture più grandi (centri sportivi, ospedali, alberghi, ecc...)

Semplificando la classificazione, ci possono essere tre tipi di impianti solari termici:

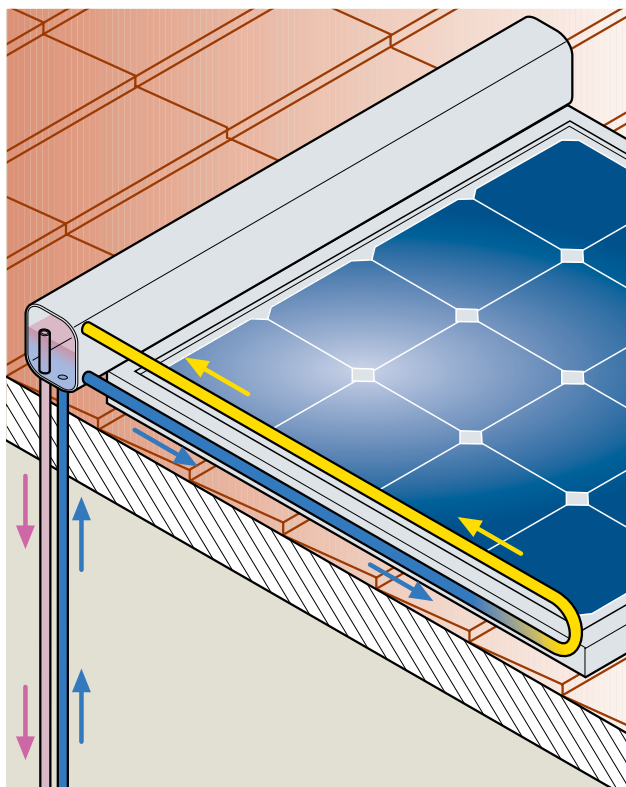
- *circolazione naturale*. Sono gli impianti che sfruttano

il principio naturale secondo cui un fluido più caldo tende a spostarsi verso l'alto, mentre un fluido più freddo tende a scendere verso il basso. In questo caso il serbatoio di accumulo termico è posto al di sopra del pannello sul tetto oppure nel sottotetto (figura B2). Il fluido termovettore, una volta riscaldato dalla radiazione solare, sale direttamente nel serbatoio e trasferisce il suo calore all'acqua in esso contenuta. Una volta che il fluido si è raffreddato scende di nuovo nel pannello e ricomincia il ciclo. Questa tecnologia necessita semplicemente dei collettori solari e di un serbatoio/scambiatore.

Le superfici e le dimensioni variano a seconda delle esigenze termiche. I vantaggi di questo tipo di impianto sono l'economicità, il funzionamento senza pompa elettrica e centraline, l'inclinazione data dalla pendenza del tetto, l'installazione rapida ed economica, la manutenzione minima e l'alta efficienza avvalorata dalla stessa circolazione naturale del fluido termovettore.

A tali vantaggi si affiancano tuttavia alcuni svantaggi, da quelli più lievi di natura estetica a quelli più rilevanti di esposizione del serbatoio di accumulo agli agenti atmosferici ed a condizioni ambientali avverse ed alla necessità che il tetto sopporti strutturalmente il peso.

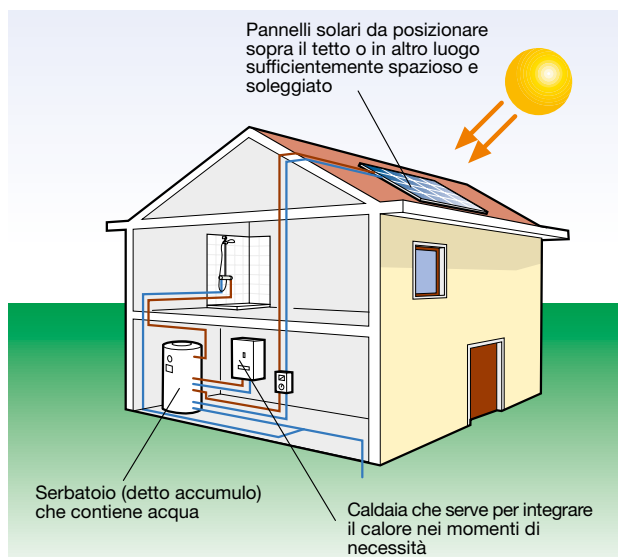
Figura B.2



- **circolazione forzata.** A differenza della convezione naturale, nella circolazione forzata il serbatoio può essere posizionato anche a quota più bassa dei collettori e quindi anche all'interno dell'abitazione. In questo tipo di impianti la presenza di una pompa elettrica permette la circolazione del fluido termovettore dai collettori (più in alto) al serbatoio (più in basso).

Rispetto ai sistemi a circolazione naturale, questa tipologia di impianto necessita di un circolatore, di una centralina differenziale, di sonde di temperatura e di vasi d'espansione, con un prezzo quindi di norma più alto e una maggiore manutenzione. Chi abita tuttavia in centri storici prestigiosi (e quindi in abitazioni soggette a vincolo architettonico) e non ha un sottotetto a disposizione per "nascondere" il serbatoio del sistema a circolazione naturale, può risolvere il problema dell'ingombro del serbatoio sul tetto con la circolazione forzata (figura B.3).

Figura B.3 - Schema di impianto a circolazione forzata



- **circolazione forzata "a svuotamento".** Questa tecnologia è un'evoluzione della circolazione forzata tradizionale e ne risolve il possibile inconveniente della stagnazione del fluido termovettore all'interno dei collettori che si può verificare quando la pompa è bloccata oppure sono insorte altre problematiche tipiche della circolazione forzata. La "stagnazione" può portare ad eccessivo surriscaldamento del fluido stesso, con conseguenti gravi danni all'impianto solare. Con questa tipologia di impianto, invece, quando il circolatore si ferma, i pannelli si svuotano e il liquido si porta all'interno di un serbatoio di drenaggio evitando la rottura dei collettori per stagnazione.

Mediante un impianto a circolazione naturale da 2-3 m² con un serbatoio di accumulo da 150/200 litri per

l'acqua sanitaria (utile a soddisfare il fabbisogno di 2-4 persone) ha un costo di 2.000-3.000 €, compresa l'installazione, la manodopera e l'IVA. Per un impianto più grande, sempre a circolazione naturale, da 4 m² con un serbatoio di accumulo da 300 litri (utile a soddisfare il fabbisogno di 4-6 persone) si può considerare un costo indicativo di circa 4.000-4.500 €. Un impianto più grande a circolazione forzata, che possa contribuire anche al riscaldamento degli ambienti, da 15 m² con 1.000 litri di serbatoio (per una famiglia di 5 persone in una casa con un sistema di riscaldamento a pavimento) ha un costo indicativo di circa 12.000 €. Un impianto solare termico permette di risparmiare sulle bollette elettriche e/o del gas con tempi di rientro dell'investimento vantaggiosi. I pannelli solari in media, soddisfano il 70% circa del fabbisogno di acqua calda sanitaria di un'abitazione. Se si utilizza il solare anche come integrazione al riscaldamento domestico, il fabbisogno complessivo che si soddisfa potrebbe arrivare fino al 40%. Un impianto solare termico installato a regola d'arte è garantito anche fino a quindici anni e con la giusta manutenzione può durare ben oltre. Per gli impianti solari termici (solo se installati su edifici già esistenti e accatastati) è possibile usufruire di una detrazione fiscale pari al 55% delle spese di acquisto e installazione dell'impianto, da ripartire in 5 anni come da legge n. 2 del 28 gennaio 2009 di conversione del DL 185/2008 anticrisi. Detrazione prorogata per altri tre anni nella Finanziaria 2008. L'IVA per impianti solari è al 10%. Inoltre in molte Regioni, Province e Comuni sono previsti incentivi e finanziamenti che solitamente arrivano fino al 25-30% della spesa complessiva.

B.8 Solare termodinamico

La conversione dell'energia solare in energia elettrica avviene in un impianto solare termodinamico in due fasi:

- dapprima la radiazione solare viene convertita in energia termica;
- successivamente l'energia termica viene convertita in energia elettrica tramite un ciclo termodinamico.

La conversione termodinamica della seconda fase è del tutto analoga a quanto avviene nelle centrali termoelettriche convenzionali ed è quindi necessario che l'energia termica sia disponibile ad alta temperatura per ottenere rendimenti elevati.

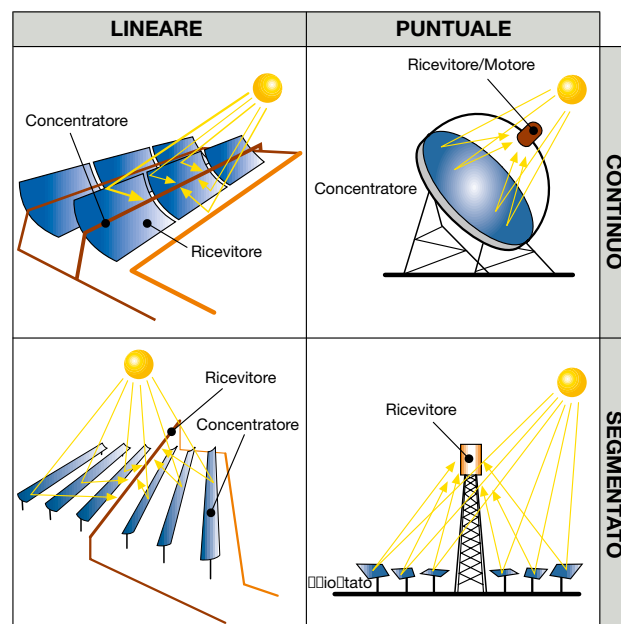
Pertanto negli impianti solari termodinamici occorre generalmente concentrare la radiazione solare mediante un *concentratore*, costituito da specchi di geometria opportuna, che consentono di raccogliere e focalizzare la radiazione solare verso un *ricevitore*, che la assorbe e la

trasforma in energia termica. L'insieme di concentratore e ricevitore costituisce il *collettore solare*.

Nelle tecnologie d'impianto attualmente disponibili, il concentratore può essere di tipo lineare o puntuale, continuo o discontinuo (figura B.4):

- soluzione a), collettori parabolico-lineari;
- soluzione b), concentratore a disco-parabolico;
- soluzione c), collettori lineari di Fresnel;
- soluzione d), sistemi a torre solare.

Figura B.4 - Tipologia di collettori solari



Ciascuna tecnologia consente di raggiungere diversi valori di fattore di concentrazione, quindi di valori differenti di temperatura massima e con essa della tipologia del ciclo termodinamico più adatto alla conversione dell'energia termica in energia elettrica.

Una centrale solare termodinamica può quindi essere vista come il raggruppamento di due sottosistemi:

- uno costituito dal collettore solare che svolge la prima fase di conversione energetica;
- uno che converte l'energia termica in elettrica ed è costituito dagli apparati di conversione dell'energia e dal sistema di trasporto ed accumulo che trasferisce il calore dal collettore al ciclo termodinamico.

Il serbatoio di accumulo termico ha lo scopo di accumulo del calore generato per assicurare un funzionamento regolare dell'impianto a fronte di variazioni repentine dell'irraggiamento dovute a fenomeni meteorologici. In relazione alla temperatura massima del fluido convettore, si adotta, quale ciclo termodinamico, il ciclo

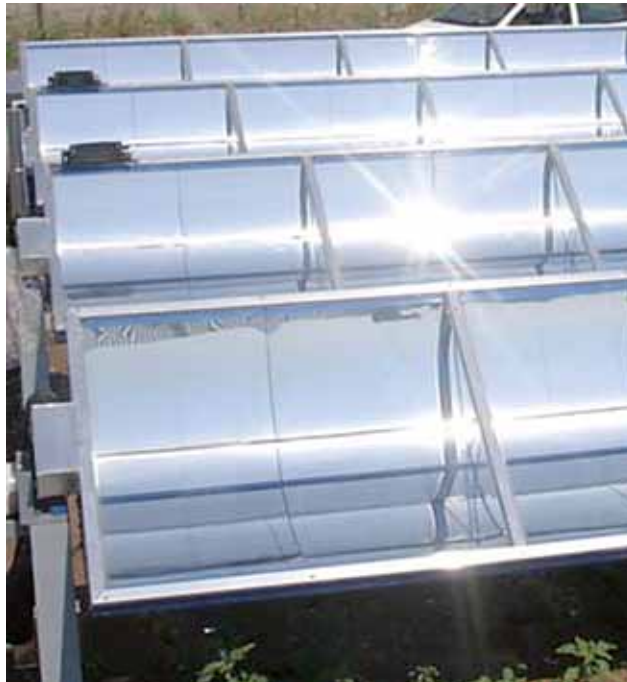
Rankine a vapor d'acqua (per temperature tra i 400 e i 600 °C) tipicamente negli impianti a collettori lineari, il ciclo Stirling (per temperature fino a 800°C) in impianti piccoli a disco-parabolico ed il ciclo Joule-Brayton (per temperature fino a 1000°C) in configurazione semplice o a ciclo combinato tipicamente in impianti a torre.

Negli impianti a *concentratori parabolico-lineari* (figura B.5), gli specchi sono usati per concentrare i raggi solari in tubi ricevitori termicamente efficienti localizzati nella linea focale della parabola.

Un fluido termoconvettore (olio sintetico o una miscela di sali fusi) circola in tali tubi asportando il calore del ricevitore e cedendolo in scambiatori di calore all'acqua del ciclo termodinamico, producendo vapore surriscaldato che aziona una turbina a vapore standard.

Questi tipi di impianti hanno un rendimento medio netto annuo di conversione di circa il 12-14% e costituiscono la quasi totalità degli impianti solari termodinamici esistenti.

Figura B.5 - Collettori parabolico-lineari



Negli impianti a *concentratore a disco parabolico* (figura B.6), la radiazione solare viene concentrata in un ricevitore posto nel fuoco di un riflettore a disco parabolico. Il ricevitore assorbe il calore della radiazione e riscalda un fluido, il quale è utilizzato per generare energia elettrica direttamente nel ricevitore mediante un piccolo motore a ciclo Stirling o una piccola turbina a gas.

Questi tipi di impianti hanno un rendimento medio annuo netto del 18%, con punte quotidiane del 24%, ma si prestano a generare potenze non elevate (qualche decina di kW).

Figura B.6 - Impianto a concentratore a disco parabolico



Gli impianti a *concentratore lineare di Fresnel* (figura B.7) sono concettualmente simili a quelli parabolico-lineari, hanno rendimenti ottici leggermente inferiori, ma hanno più semplici meccanismi di movimentazione degli specchi ed una struttura più leggera essendo meno esposti all'azione del vento. Sono ancora in fase di sperimentazione, ma valutazioni basate sui costi di costruzione dei collettori indicano una redditività superiore alle altre tecnologie.

Figura B.7 - Impianto a concentratore lineare di Fresnel



Negli impianti a *ricevitore centrale* (figura B.8), la radiazione solare proveniente da specchi piani (eliostati), posizionati sul terreno in file circolari, colpisce il ricevitore centrale posto su una torre.

Nel ricevitore è presente un dispositivo di scambio che assorbe la radiazione riflessa e la converte in energia termica per la successiva generazione di vapore surriscaldato da inviare in turbina o per il riscaldamento di aria o gas opportunamente pressurizzati ed utilizzati direttamente in turbine a gas a ciclo aperto o chiuso.

Figura B.8 - Impianto a ricevitore centrale



l'allacciamento di un sistema fotovoltaico, in sostituzione temporanea del cogeneratore, al fine di sfruttare i moduli nei momenti di massima insolazione ed il cogeneratore nelle ore notturne o di basso irraggiamento.

La flessibilità della cogenerazione in corrente continua, applicabile anche alle piccole utenze e con un rendimento che può arrivare al 90%, si accorda con l'intermittenza delle fonti rinnovabili, consentendo un'erogazione costante anche nei sistemi in isola che non fanno ricorso alla rete come accumulatore di energia elettrica.

Inoltre si stanno affacciando sistemi ibridi più complessi che consentono lo stoccaggio di energia nell'idrogeno prodotto per elettrolisi, impiegando l'energia elettrica prodotta in eccesso dai sistemi fotovoltaici o eolici nei momenti di basso consumo delle utenze o della rete³. L'idrogeno prodotto viene stoccato in serbatoi ad alta pressione e successivamente utilizzato per produrre energia elettrica tramite celle a combustibile o per miscelazione con biogas⁴.

Sono sistemi che tuttora hanno però un basso rendimento complessivo della catena di conversione dell'energia elettrica in idrogeno e successivamente di nuovo in elettricità tramite le celle a combustibile, le quali sono oltretutto dispositivi ancora piuttosto costosi.

Tuttavia le soluzioni tecniche per ridurre gli svantaggi esistono e l'applicazione su larga scala consentirà una riduzione dei costi ed un aumento dell'integrazione dei sistemi con una diffusione sempre maggiore, nell'attesa che giungano le *Smart Grid*, ovvero le "reti di distribuzione intelligenti" in grado di smistare l'energia elettrica da un punto all'altro della rete in uno scenario caratterizzato da una molteplicità di produttori che sono contemporaneamente autoconsumatori.

B.9 Sistemi ibridi

Nel prossimo futuro non si penserà solo ad una fonte rinnovabile applicata ad un edificio o ad un sito, bensì si prenderanno in considerazione soluzioni ibride che consentiranno ad una fonte di fare da tampone all'altra. Tale integrazione trova già applicazioni negli edifici residenziali in cui si trovano sempre più sistemi solari termici abbinati ad impianti fotovoltaici, oppure sistemi geotermici associati a solari termici.

Attualmente è inoltre già presente la cogenerazione in corrente continua nella quale un impianto cogeneratore produce calore ed energia elettrica in corrente continua che viene convertita in corrente alternata da un inverter in modo analogo agli impianti fotovoltaici.

Tale impianto presenta due vantaggi: il primo è legato alla possibilità di modulare la produzione elettrica dal 15% al 100% della potenza massima a seconda delle esigenze di utilizzo; il secondo è quello di permettere

³ Tipico è il caso dell'eolico nel nord Europa, dove spesso soffia troppo vento rispetto alle reali esigenze della rete e quindi si è costretti a fermare le turbine eoliche, perdendo quella quota di produzione che potrebbe essere utilizzata. Per ovviare a ciò si sta pensando a sistemi di accumulo ad idrogeno per immagazzinare l'energia prodotta dalle pale eoliche nei giorni più ventosi, quando gli impianti producono più energia elettrica di quella di cui necessita la rete.

⁴ Oppure produzione di calore per teleriscaldamento e vendita di eventuale biogas residuo come carburante per mezzi di trasporto.

Appendice C: Esempi di dimensionamento impianto fotovoltaico

C.1 Premessa

Di seguito vengono proposti due esempi di dimensionamento di un impianto fotovoltaico grid-connected in parallelo ad un impianto utilizzatore preesistente. Il primo esempio fa riferimento ad un impianto PV di piccole dimensioni tipico di un'utenza familiare, mentre il secondo è dedicato ad un impianto di potenza più elevata per l'installazione in un'azienda artigianale.

In entrambi i casi gli impianti utilizzatori sono allacciati alla rete BT di distribuzione pubblica con sistemi di messa a terra di tipo TT; all'impianto di terra già esistente verranno connesse le masse dell'impianto PV che rimarrà invece isolato nelle sue parti attive.

Si ipotizza infine che la corrente presunta di corto circuito fornita dalla rete di distribuzione sia di 6kA fase-neutro nel primo esempio e di 15kA trifase nel secondo esempio.

C.2 Impianto fotovoltaico da 3kWp

Si vuole dimensionare un impianto fotovoltaico allacciato alla rete pubblica di BT in regime di scambio sul posto per una villetta monofamiliare situata in provincia di Bergamo. Tale villetta è già allacciata alla rete con potenza contrattuale di 3kW, con un consumo medio annuale di circa 4000 kWh.

La falda del tetto (tetto a due falde) su cui verranno installati i moduli con integrazione parziale ha una superficie di 60 m², è inclinata di un angolo di tilt β pari a 30° ed ha un orientamento (angolo di Azimut γ) di +15° rispetto a sud. Si decide di dimensionare un impianto da 3 kWp, al fine di soddisfare il più possibile la richiesta di potenza dell'utente; con riferimento all'esempio 2.2 del cap. 2, la producibilità annua attesa, considerando un rendimento dei componenti d'impianto pari a 0.75, è di circa 3430 kWh.

Selezione moduli

Ipotizzando di utilizzare moduli in silicio policristallino di potenza unitaria pari a 175 W, si rendono necessari 17 moduli, valore valutabile con la relazione $3000/175=17$. Si ipotizza che i moduli vengano tutti collegati in serie in un'unica stringa.

Le principali caratteristiche del generico modulo dichiarate dal costruttore sono:

• Potenza nominale P_{MPP}^1	175 W
• Efficienza	12.8 %
• Tensione V_{MPP}	23.30 V
• Corrente I_{MPP}	7.54 A

• Tensione a vuoto	29.40 V
• Corrente di corto circuito I_{sc}	8.02 A
• Tensione massima	1000 V
• Coefficiente di temperatura P_{MPP}	-0.43%/°C
• Coefficiente di temperatura U	-0.107 V/°C
• Dimensioni	2000 x 680 x 50 mm
• Superficie	1.36 m ²
• Isolamento	classe II

La superficie totale ricoperta dai moduli sarà quindi pari a $1.36 \times 17 \approx 23 \text{ m}^2$, inferiore alla superficie a disposizione della falda del tetto.

Ipotizzando temperature minima e massima dei moduli di -10°C e +70°C e tenendo conto che la temperatura relativa alle condizioni di prova standard è di 25°C, si ottiene con la [2.13] la variazione della tensione di un modulo fotovoltaico, rispetto alle condizioni standard.

• Tensione a vuoto massima	$29.40 + 0.107 \cdot (25 + 10) = 33.13 \text{ V}$
• Tensione MPP minima	$23.30 + 0.107 \cdot (25 - 70) = 18.50 \text{ V}$
• Tensione MPP massima	$23.30 + 0.107 \cdot (25 + 10) = 27.03 \text{ V}$

Ai fini della sicurezza ed in modo cautelativo, si assume per la scelta dei componenti dell'impianto il valore maggiore tra la tensione a vuoto massima ed il 120% della tensione a vuoto dei moduli (nota 7 cap. 3). Nel caso specifico la tensione di riferimento risulta essere pari a $1.2 \cdot 29.40 = 35.28 \text{ V}$, poiché maggiore di 33.13V.

Caratteristiche elettriche della stringa:

• Tensione MPP	$17 \times 23.30 = 396 \text{ V}$
• Corrente MPP	7.54 A
• Corrente di corto circuito massima	$1.25 \times 8.02 = 10 \text{ A}$
• Tensione a vuoto massima	$17 \times 35.28 = 599.76 \text{ V}$
• Tensione MPP minima	$17 \times 18.50 = 314.58 \text{ V}$
• Tensione MPP massima	$17 \times 27.03 = 459.50 \text{ V}$

Scelta dell'inverter

Data la piccola potenza dell'impianto fotovoltaico e per effettuare la connessione diretta alla rete in BT monofase, si sceglie un inverter monofase, il quale effettua la conversione c.c./c.a. con tecnica PWM e ponte a IGBT. Tale inverter è dotato di una protezione interna per evitare l'immissione in rete di correnti con componenti continue. Ha filtri in ingresso ed uscita per la soppressione di disturbi emessi sia condotti che irradiati ed un sensore di isolamento verso terra dei moduli fotovoltaici.

È munito del dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza MPPT e del dispositivo di interfaccia (DDI) con relativo sistema di protezione (SPI).

¹ MPP identifica le grandezze elettriche in corrispondenza del punto di massima potenza in condizione di irraggiamento standard.

Caratteristiche tecniche:

• Potenza nominale in ingresso	3150 W
• Tensione di funzionamento lato c.c. MPPT	203-600 V
• Tensione massima lato c.c.	680 V
• Corrente massima in ingresso lato c.c.	11.5 A
• Potenza nominale in uscita lato c.a.	3000 W
• Tensione nominale lato c.a.	230 V
• Frequenza nominale	50 Hz
• Fattore di potenza	1
• Rendimento massimo	95.5%
• Rendimento europeo	94.8%

Per la verifica del corretto accoppiamento stringa-inverter (vedi cap.3) occorre anzitutto verificare che la massima tensione a vuoto ai capi della stringa sia inferiore alla massima tensione in ingresso sopportata dall'inverter:

$$599.76 \text{ V} < 680 \text{ V (OK)}$$

Inoltre la tensione MPP minima della stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$314.58 \text{ V} > 203 \text{ V (OK)}$$

Mentre la tensione MPP massima della stringa non deve essere superiore alla massima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$459.50 \text{ V} < 600 \text{ V (OK)}$$

Infine la corrente di corto circuito massima della stringa non deve essere superiore a quella massima sopportabile in ingresso dall'inverter:

$$10 \text{ A} < 11.5 \text{ A (OK)}$$

Scelta dei cavi

I moduli sono collegati tra loro in serie con i cavi L1* e la stringa che si ottiene è collegata al quadro di campo subito a monte dell'inverter attraverso cavi solari unipolari L2 con le seguenti caratteristiche:

- sezione 2.5 mm²
- tensione nominale U₀/U 600/1000V in c.a. – 1500V in c.c.
- temperatura di esercizio -40 +90 °C
- portata in aria libera a 60°C (2 cavi adiacenti) 35 A
- coefficiente di correzione della portata a 70°C 0.91
- temperatura massima del cavo in sovraccarico 120 °C

La portata I_z dei cavi solari nella condizione di posa in tubo alla temperatura di funzionamento di 70°C risulta

pari a (vedi cap.3):

$$I_z = 0.9 \cdot 0.91 \cdot I_0 = 0.9 \cdot 0.91 \cdot 35 \approx 29A$$

dove 0.9 rappresenta il fattore correttivo per posa in tubo o in canale dei cavi solari.

La portata è maggiore della corrente di corto circuito massima della stringa:

$$I_z > 1.25 \cdot I_{sc} = 10A$$

Le cornici dei moduli e la struttura di supporto della stringa sono collegate a terra con un cavo N07V-K giallo-verde da 2.5 mm². Il collegamento tra il quadro di campo e l'inverter è effettuato con 2 cavi unipolari N07V-K (450/750V) da 2.5 mm² di lunghezza L3=1m posati in tubo protettivo di portata 24A, maggiore della corrente massima di stringa.

I collegamenti tra inverter e contatore dell'energia prodotta (lunghezza L4=1m) e tra contatore e quadro generale della villetta (lunghezza L5=5m) sono effettuati con 3 cavi unipolari N07V-K (F+N+PE) da 2.5 mm² posati in tubo protettivo di portata 21A, maggiore della corrente nominale in uscita dall'inverter lato c.a.:

$$I_z > \frac{P_n}{V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{3000}{230 \cdot 1} = 13A$$

Verifica caduta di tensione

Viene di seguito effettuato il calcolo della caduta di tensione sul lato c.c. dell'inverter per verificare che sia inferiore al 2%, per avere di conseguenza una perdita di energia prodotta inferiore a tale percentuale (vedi cap. 3).

Lunghezza dei cavi di sezione 2.5 mm²:

- connessione tra i moduli di stringa (L1): (17-1) x 1 m = 16 m
- connessione tra stringa e quadro (L2): 15 m
- connessione tra quadro ed inverter (L3): 1 m
- lunghezza totale 16 + 15 + 1 = 32 m

Pertanto la caduta di tensione percentuale risulta :

$$\Delta U\% = \frac{P_{max} \cdot (\rho_1 \cdot L_1 \cdot \rho_2 \cdot 2 \cdot L_2 + \rho_2 \cdot 2 \cdot L_3)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \leftarrow$$

$$\rightarrow \frac{3000 \cdot (0.021 \cdot 16 + 0.018 \cdot 2 \cdot 15 + 0.018 \cdot 2 \cdot 1)}{2.5 \cdot 396^2} \cdot 100 = 0.7\%$$

² Si trascura la caduta di tensione tra inverter e contatore dell'energia prodotta data la limitata lunghezza dei cavi di connessione (1m). Per i cavi di connessione tra stringa-quadro e quadro-inverter si assume la resistività del rame a 30°C ρ₂ = 0.018 $\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$, mentre per i cavi di connessione tra i moduli si assume una temperatura ambiente di 70°C, pertanto ρ₁ = 0.018 · [1+0.004 · (70 - 30)] = 0.021 $\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$.

Dispositivi di manovra e protezione

Con riferimento allo schema d'impianto di seguito riportato in figura C.1, poiché sul lato c.c. i cavi hanno una portata superiore alla massima corrente di corto circuito che li può interessare, si omette la protezione dalle sovracorrenti.

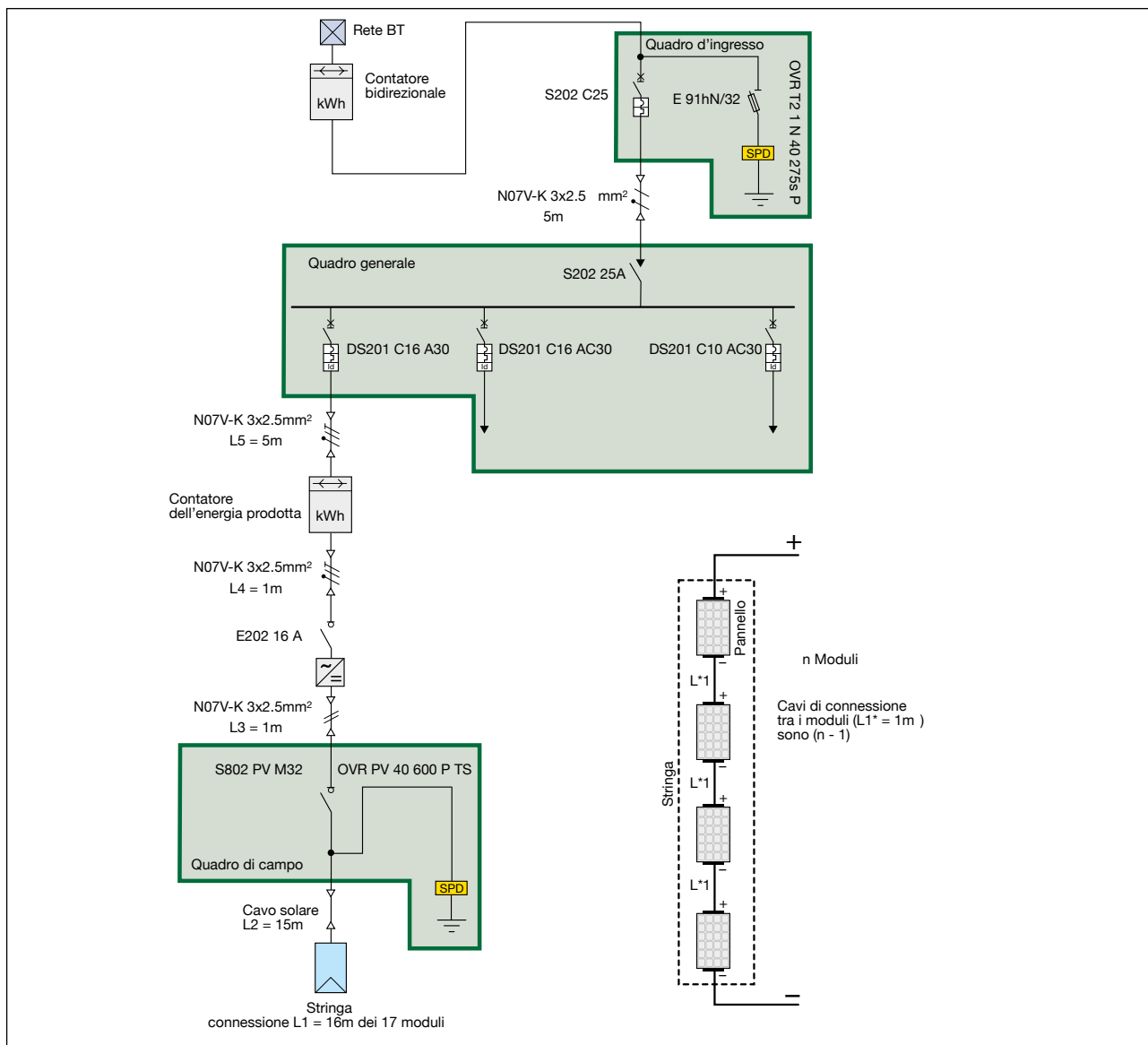
Sul lato c.a., nel quadro generale della villetta è posto un interruttore magnetotermico differenziale DS201 C16 A30 (30mA/tipoA $I_{cn} = 6kA$) per proteggere dalle sovracorrenti la linea di collegamento all'inverter e per la protezione dai contatti indiretti.

Per poter effettuare operazioni di manutenzione sull'inverter vengono posti subito a monte ed a valle dello stesso due interruttori di manovra sezionatori, rispettivamente S802 PV-M32 a monte e E202 $I_n=16A$ a valle.

La protezione dalle sovratensioni è effettuata sul lato c.c. installando uno scaricatore di sovratensione nel quadro di campo tipo OVR PV 40 600 P TS a monte del sezionatore per la protezione simultanea dell'inverter e dei moduli; mentre sul lato c.a. viene installato nel quadro d'ingresso un OVR T2 1N 40 275s P.

Lo scaricatore OVR T2 lato c.a. sarà protetto da un fusibile 10,3 x 38 mm E 9F 10 GG16 inserito in un portafusibile E 91hN/32. Gli altri dispositivi di manovra e protezione, ossia l'interruttore magnetotermico in ingresso S202 C25, il sezionatore generale E202 $I_n=25A$ e i due interruttori magnetotermici-differenziali DS201 C10/16 erano già presenti nel preesistente impianto utilizzatore e vengono mantenuti.

Figura C.1



C.3 Impianto fotovoltaico da 60kWp

Si vuole dimensionare un impianto fotovoltaico allacciato alla rete pubblica di BT in regime di scambio sul posto per un'azienda artigianale manifatturiera situata in provincia di Milano. Tale azienda è già allacciata alla rete in BT (400V trifase) con potenza contrattuale di 60 kW, con un consumo medio annuale di circa 70 MWh.

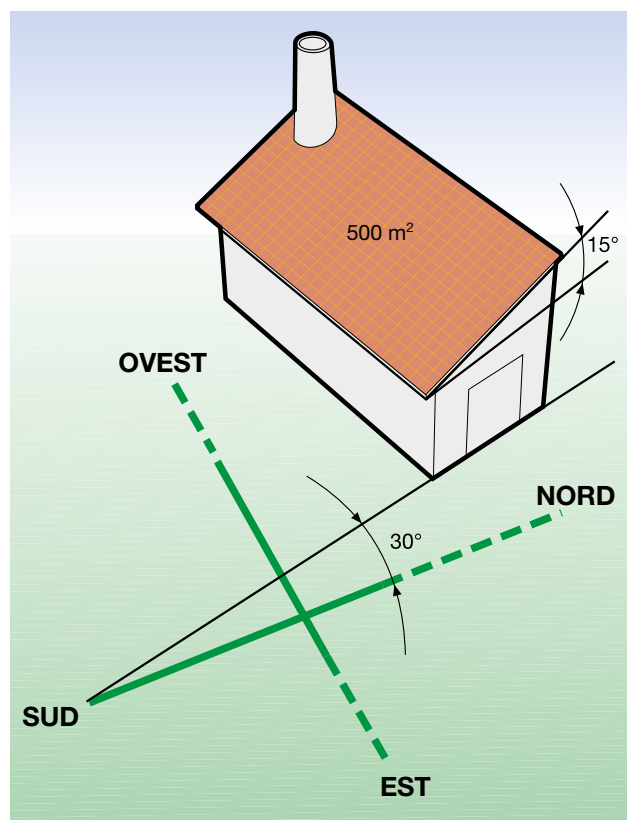
La falda del tetto (figura C.2) su cui verranno installati i moduli con integrazione parziale ha una superficie di 500 m², è inclinata di un angolo di tilt β pari a 15° ed ha un orientamento (angolo di Azimut γ) di -30° rispetto a sud.

Si decide di dimensionare un impianto da 60 kWp in regime di scambio sul posto, al fine di soddisfare il più possibile (come nell'esempio precedente) la richiesta di potenza dell'utente.

Dalla tabella 2.1 si ricava una radiazione solare annuale su piano orizzontale a Milano di 1307 kWh/m². Con l'angolo di tilt e con l'orientamento indicati, si ricava dalla tabella 2.3 un coefficiente correttivo pari a 1.07. Ipotizzando un rendimento dei componenti d'impianto pari a 0.8, la producibilità annua attesa risulta:

$$E_p = 60 \cdot 1307 \cdot 1.07 \cdot 0.8 \approx 67 \text{ MWh}$$

Figura C.2



Selezione moduli

Ipotizzando di utilizzare moduli in silicio monocristallino di potenza unitaria pari a 225 W, si renderebbero necessari 267 moduli, numero valutabile con la relazione $60000/225=267$.

Tenendo in considerazione la tensione di stringa (che influenza la tensione in ingresso dell'inverter) e la corrente totale delle stringhe in parallelo (che influenza soprattutto la scelta dei cavi), si sceglie di raggruppare i moduli in 12 stringhe da 22 moduli in serie ciascuna, per un totale di $12 \cdot 22 = 264$ moduli con una potenza complessiva massima pari a $264 \cdot 225 = 59.4$ kWp.

Le principali caratteristiche del generico modulo dichiarate dal costruttore sono:

• Potenza nominale P_{MPP}	225 W
• Efficienza	13.5 %
• Tensione V_{MPP}	28.80 V
• Corrente I_{MPP}	7.83 A
• Tensione a vuoto	36.20 V
• Corrente di corto circuito I_{sc}	8.50 A
• Tensione massima	1000 V
• Coefficiente di temperatura P_{MPP}	-0.48 %/°C
• Coefficiente di temperatura U	-0.13 V/°C
• Dimensioni	1680 x 990 x 50 mm
• Superficie	1.66 m ²
• Isolamento	classe II

La superficie totale ricoperta dai moduli sarà quindi pari a $1.66 \times 264 = 438$ m², inferiore alla superficie a disposizione della falda del tetto.

Ipotizzando temperature minima e massima dei moduli di -10°C e +70°C e tenendo conto che la temperatura relativa alle condizioni di prova standard è di 25°C, si ottiene con la [2.13] la variazione della tensione di un modulo fotovoltaico, rispetto alle condizioni standard.

• Tensione a vuoto massima	$36.20 + 0.13 \cdot (25 + 10) = 40.75$ V
• Tensione MPP minima	$28.80 + 0.13 \cdot (25 - 70) = 22.95$ V
• Tensione MPP massima	$28.80 + 0.13 \cdot (25 + 10) = 33.35$ V

Ai fini della sicurezza ed in modo cautelativo, si assume per la scelta dei componenti dell'impianto il valore maggiore tra la tensione a vuoto massima ed il 120% della tensione a vuoto dei moduli (nota 7 cap. 3). Nel caso specifico la tensione di riferimento risulta essere pari a $1.2 \cdot 36.20 = 43.44$ V, poiché maggiore di 40.75 V.

Caratteristiche elettriche della stringa:

• Tensione MPP	$22 \times 28.80 = 663.6$ V
• Corrente MPP	7.83 A
• Corrente di corto circuito massima	$1.25 \times 8.50 = 10.63$ A
• Tensione a vuoto massima	$22 \times 43.44 = 955.68$ V
• Tensione MPP minima	$22 \times 22.95 = 504.90$ V
• Tensione MPP massima	$22 \times 33.35 = 733.70$ V

Scelta inverter

Si sceglie di installare 2 inverter trifase da 31kW di potenza nominale d'ingresso ciascuno; pertanto ad ogni inverter afferiranno 6 stringhe in parallelo.

Gli inverter trifase scelti effettuano la conversione c.c./c.a. con tecnica PWM e ponte a IGBT.

Hanno filtri in ingresso ed uscita per la soppressione di disturbi emessi sia condotti che irradiati ed un sensore di isolamento verso terra dei moduli fotovoltaici.

Sono muniti del dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza MPPT ed hanno una protezione interna per evitare l'immissione in rete di correnti con componenti continue.

Caratteristiche tecniche:

• Potenza nominale in ingresso	31000 W
• Tensione di funzionamento lato c.c. MPPT	420-800 V
• Tensione massima lato c.c.	1000 V
• Corrente massima in ingresso lato c.c.	80 A
• Potenza nominale in uscita lato c.a.	30000 W
• Tensione nominale lato c.a.	400 V trifase
• Frequenza nominale	50 Hz
• Fattore di potenza	0.99
• Rendimento massimo	97.5%
• Rendimento europeo	97%

Per la verifica del corretto accoppiamento stringa-inverter (vedi cap.3) occorre anzitutto verificare che la massima tensione a vuoto ai capi della stringa sia inferiore alla massima tensione in ingresso sopportata dall'inverter:

$$955.68 \text{ V} < 1000 \text{ V (OK)}$$

Inoltre la tensione MPP minima della stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$504.90 \text{ V} > 420 \text{ V (OK)}$$

Mentre la tensione MPP massima della stringa non deve essere superiore alla massima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$733.70 \text{ V} < 800 \text{ V (OK)}$$

Infine la corrente di corto circuito massima complessiva delle 6 stringhe collegate in parallelo ed afferenti a ciascun inverter non deve essere superiore a quella massima sopportabile in ingresso dall'inverter stesso:

$$6 \times 10.63 = 63.75 \text{ A} < 80 \text{ A (OK)}$$

Scelta dei cavi

I moduli sono collegati tra loro in serie attraverso il cavo L1* ed ogni stringa che ne deriva è collegata al quadro di campo, interno al capannone subito a monte dell'inverter, attraverso cavi solari di lunghezza L2 posti in 2 canali contenenti 6 circuiti in fascio.

Le caratteristiche dei cavi solari sono:

- sezione 4 mm²
- tensione nominale U_0/U 600/1000V in c.a. – 1500V in c.c.
- temperatura di esercizio -40 +90 °C
- portata in aria libera a 60°C 55 A
- coefficiente di correzione della portata a 70°C 0.91
- temperatura massima del cavo in sovraccarico 120 °C

La portata I_z dei cavi solari nella condizione di posa in tubo in fascio alla temperatura di funzionamento di 70°C risulta pari a (vedi cap.3):

$$I_z = 0.57 \cdot 0.9 \cdot 0.91 \cdot I_0 = 0.57 \cdot 0.9 \cdot 0.91 \cdot 55 \approx 26\text{A}$$

dove 0.9 rappresenta il fattore correttivo per posa in tubo o in canale dei cavi solari, mentre 0.57 il fattore correttivo per la posa in fascio da 6 circuiti.

La portata risulta essere maggiore della corrente di corto circuito massima della stringa:

$$I_z > 1.25 \cdot I_{sc} = 10.63\text{A}$$

Le cornici dei moduli e la struttura di sostegno di ogni stringa sono collegate a terra con un cavo N07V-K giallo-verde da 4 mm². Con riferimento allo schema elettrico di figura C.2, il collegamento tra il quadro di campo e l'inverter è effettuato con 2 cavi unipolari N1VV-K (0.6/1kV con guaina) da 16 mm² di lunghezza L3=1m posati in tubo protettivo di portata pari a 76 A che è maggiore della corrente di corto circuito massima complessiva delle 6 stringhe collegate in parallelo:

$$I_z > 6 \cdot 1.25 \cdot I_{sc} = 63.75\text{A}$$

Il collegamento tra inverter ed il quadro di parallelo inverter è effettuato con 3 cavi unipolari N1VV-K da 16 mm² di lunghezza L4=1m posati in tubo protettivo di portata pari a 69A, maggiore della corrente nominale d'uscita dell'inverter trifase:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.99} = 43.7\text{A}$$

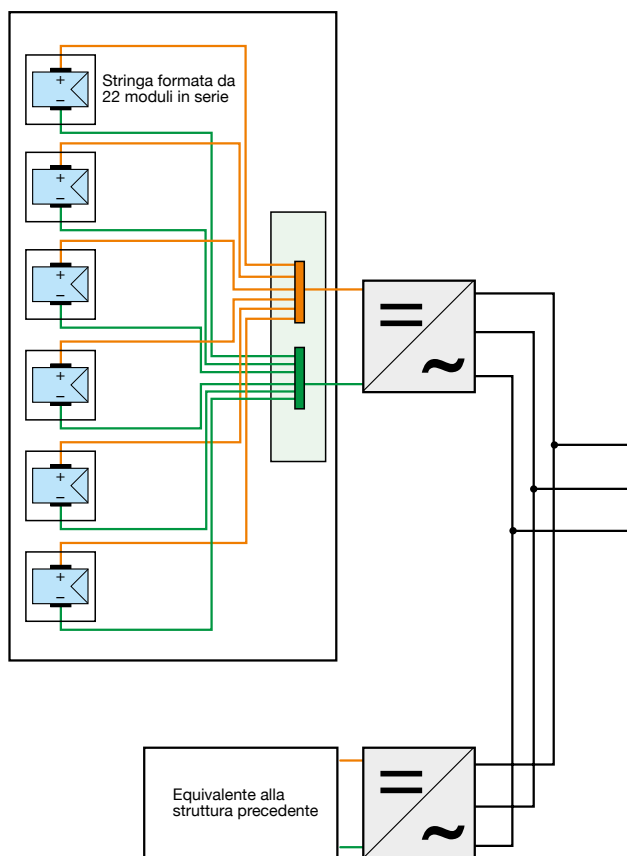
I collegamenti tra il quadro di parallelo inverter e contatore dell'energia prodotta (lunghezza L5=3m), tra contatore e quadro generale dell'azienda (lunghezza L6=7m)

sono effettuati per le fasi con 3 cavi unipolari N1VV-K da 35 mm² posati in tubo protettivo di portata pari a 110A, maggiore della corrente nominale d'uscita dell'impianto fotovoltaico:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.99} = 87.5A$$

Il conduttore di protezione PE è realizzato con un cavo unipolare N07V-K di colore giallo-verde e di sezione 16 mm².

Figura C.3



Verifica caduta di tensione

Viene di seguito effettuato il calcolo della caduta di tensione sul lato c.c. dell'inverter per verificare che sia inferiore al 2% (vedi cap. 3).

Lunghezza dei cavi di sezione 4 mm² lato c.c.:

- connessione tra i moduli di stringa (L1*): (22-1) x 1 m = 21 m
- connessione tra stringa e quadro (L2): 20 m

Lunghezza dei cavi di sezione 16 mm² lato c.c.:

- connessione tra quadro ed inverter (L3): 1 m

Lunghezza totale cavi lato c.c.: 21 + 20 + 1 = 42 m

La caduta di tensione percentuale media fino al quadro di campo, quando i moduli costituenti la stringa erogano la potenza massima $P_{max} = 22 \times 225 = 4950W$, con tensione di stringa pari a 663.6V risulta³:

$$\Delta U\% = \frac{P_{max} \cdot (\rho_1 \cdot L_1 + \rho_2 \cdot 2 \cdot L_2)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \downarrow$$

$$\rightarrow \frac{4950 \cdot (0.021 \cdot 21 + 0.018 \cdot 2 \cdot 20)}{4 \cdot 663.6^2} \cdot 100 = 0.326\%$$

La caduta di tensione percentuale media tra quadro di campo ed inverter con $P_{max} = 6 \times 4950 = 29700W$ risulta:

$$\Delta U\% = \frac{P_{max} \cdot (\rho_2 \cdot 2 \cdot L_3)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \frac{29700 \cdot (0.018 \cdot 2 \cdot 1)}{16 \cdot 663.6^2} \cdot 100 = 0.015\%$$

Pertanto la caduta di tensione complessiva risulta pari a 0.34%

Dispositivi di manovra e protezione

Quadri di campo

La portata dei cavi di stringa è superiore alla corrente massima che li può attraversare nelle condizioni di normale funzionamento, pertanto non occorre proteggerli da sovraccarico.

In condizioni di corto circuito la corrente massima nel

cavo di stringa interessata dal guasto risulta (vedi paragrafo 4.1.4):

$$I_{cc2} = (x - 1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} = (6 - 1) \cdot 1.25 \cdot 8.50 \approx 53A$$

che è superiore alla portata del cavo: di conseguenza occorre proteggere il cavo da corto circuito con un dispositivo di protezione, il quale in condizioni di guasto deve lasciar passare un'energia sopportabile dal cavo. Tale dispositivo deve anche proteggere la stringa dalla corrente inversa poiché $x=y=6>3$ (vedi paragrafo 4.1.2). Con riferimento allo schema di figura C.2, i 6 dispositivi di protezione nel quadro di campo avranno una corrente nominale (vedi relazione [4.3]) pari a:

$$1.25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \rightarrow 1.25 \cdot 8.5 \leq I_n \leq 2 \cdot 8.5 \rightarrow I_n=16A$$

Si sceglie pertanto un S804 PV-S16, il quale ha una tensione nominale $U_e=1200V$ c.c. ed un potere d'interruzione $I_{cu}=5kA > I_{cc2}$.

I cavi di collegamento tra quadro di campo ed inverter non devono necessariamente essere protetti dalle sovracorrenti poiché hanno una portata maggiore della massima corrente che li può interessare.

Pertanto nel quadro di campo si inserisce un interruttore di manovra-sezionatore generale T1D PV 160⁴ per sezionare l'inverter lato c.c.

Nei quadri di campo saranno anche presenti degli SPD per la protezione dell'inverter lato c.c. e dei moduli fotovoltaici: si scelgono OVR PV 40 1000 P TS, la protezione di back-up non è richiesta perchè $I_{cc} < 100 A$ c.c.

Quadro di parallelo inverter

Con riferimento allo schema d'impianto di figura C.4, vengono installati su ciascuna delle 2 linee provenienti dagli inverter trifase un interruttore di generatore magnetotermico S203 P - C63⁵ (avente un potere d'interruzione pari alla corrente presunta di corto circuito trifase data dalla rete) accoppiato ad un blocco differenziale DDA 203

A - 63/0.03 (I_{dn}=30mA di tipo A).

Si pone inoltre un sezionatore di quadro T1D 160 3p.

Quadro generale

Nel quadro generale dell'azienda, in cui sono già presenti l'interruttore generale ed i dispositivi di protezione delle linee di distribuzione dell'impianto utilizzatore, viene installato un interruttore automatico SACE Tmax XT2N 160 Ekip LS/I In=100A avente la funzione di dispositivo di interfaccia (DDI) ed a cui è associato il sistema di protezione d'interfaccia (SPI) CM-UFD.M32.

L'interruttore XT2 ha anche la funzione di proteggere dalle sovracorrenti il sezionatore nel quadro di parallelo, ed i cavi di collegamento tra quadro di parallelo e quadro generale.

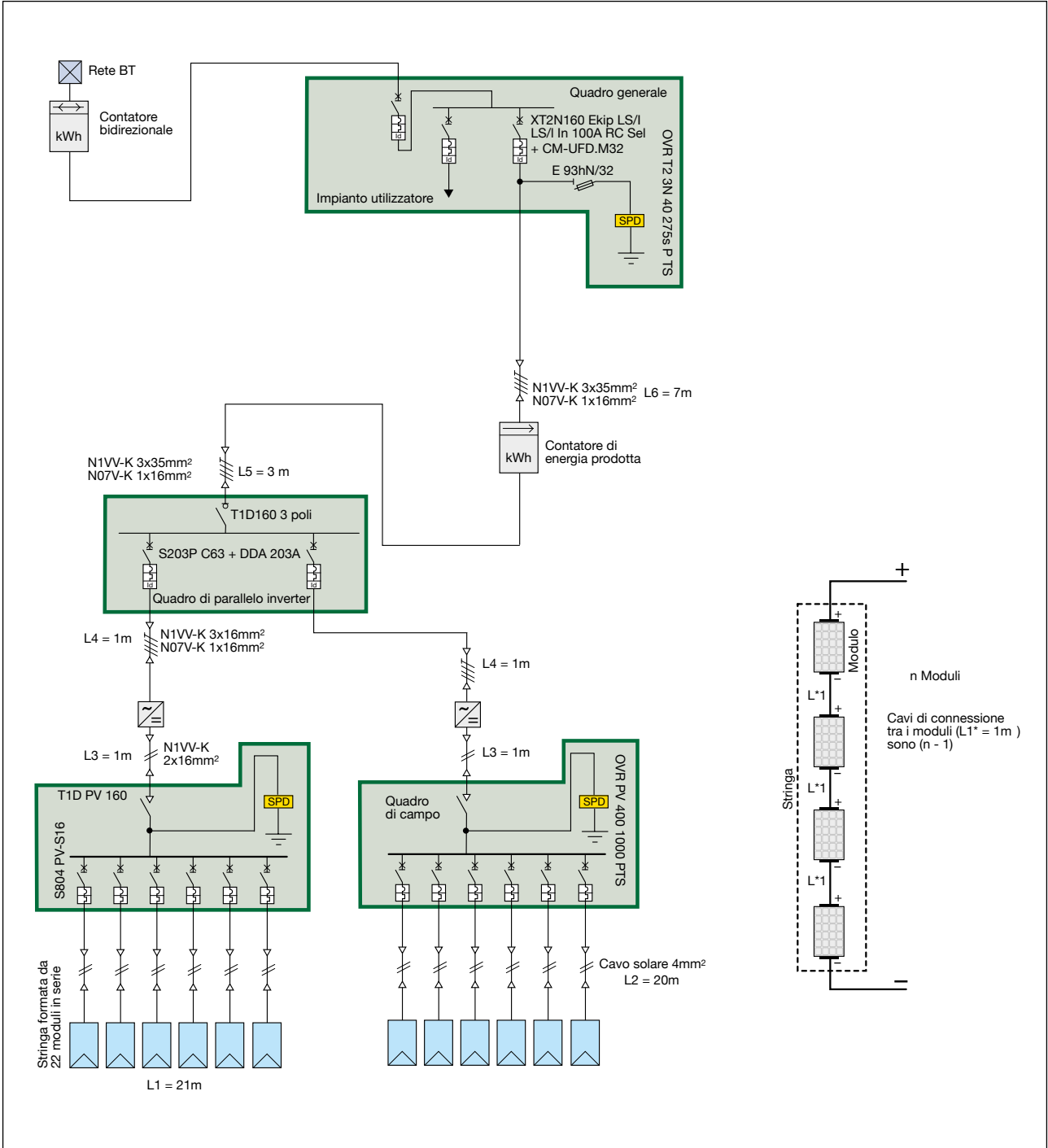
Per la protezione dalle sovratensioni in ingresso all'impianto lato rete, viene inserito un OVR T2 3N 40 275s P TS protetti da fusibili E 9F10 GG20 inseriti in portafusibili E 93hN/32.

³ Per i cavi di connessione tra stringa-quadro e quadro-inverter si assume la resistività del rame a 30°C $\rho_2 = 0.018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$, mentre per i cavi di connessione tra i moduli si assume una temperatura ambiente di 70°C, pertanto $\rho_1 = 0.018 \cdot [1 + 0.004 \cdot (70 - 30)] = 0.021 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$.

⁴ Vengono collegati due poli in serie sulla polarità positiva e due in serie sulla polarità negativa essendo il sistema PV isolato da terra.

⁵ Viene lasciato libero il polo di neutro.

Figura C.4



Quaderni di Applicazione Tecnica

QT1

La selettività in bassa tensione con interruttori ABB

Low voltage selectivity with ABB circuit-breakers

QT7

**Il motore asincrono trifase
Generalità ed offerta ABB per il coordinamento delle protezioni**

Three-phase asynchronous motors
Generalities and ABB proposals for the coordination of protective devices

QT2

Cabine MT/BT teoria ed esempi di calcolo

MV/LV transformer substations: theory and examples of short-circuit calculation

QT8

Rifasamento e filtraggio delle armoniche negli impianti elettrici

Power factor correction and harmonic filtering in electrical plants

QT3

Sistemi di distribuzione e protezione contro i contatti indiretti ed i guasti di terra

Distribution systems and protection against indirect contact and earth fault

QT9

La comunicazione via Bus con gli interruttori ABB

Bus communication with ABB circuit-breakers

QT4

Gli interruttori ABB nei quadri di bassa tensione

ABB circuit-breakers inside LV switchboards

QT10

Impianti fotovoltaici

Photovoltaic plants

QT5

Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua

ABB circuit-breakers for direct current applications

QT11

Guida alla realizzazione di un quadro elettrico secondo le Norme CEI EN 61439 Parte 1 e Parte 2

Guidelines to the construction of a low-voltage switchgear and controlgear assembly complying with the Standards IEC 61439 Part 1 and Part 2

QT6

Quadri per bassa tensione a tenuta d'arco interno

Arc-proof low voltage switchgear and controlgear assemblies

QT12

Generalità sui sistemi navali e sulle installazioni di bordo

Generalities on naval systems and installations on board

QT13

Impianti eolici

Wind power plants

Contatti

ABB SACE

Una divisione di ABB S.p.A.

Interruttori B.T.

Via Baioni, 35

24123 Bergamo

Tel.: 035 395 111

Fax: 035 395306-433

bol.it.abb.com

www.abb.com

Dati e immagini non sono impegnativi. In funzione dello sviluppo tecnico e dei prodotti, ci riserviamo il diritto di modificare il contenuto di questo documento senza alcuna notifica.

Copyright 2013 ABB. All right reserved.